

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



**Prolongamento da Vida Útil de um Transformador
através do Agendamento do Carregamento de Veículos
Elétricos numa Unidade Industrial Insular com
Microgeração Fotovoltaica**

João Pedro Anselmo Espírito Santo

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Doutor João Paulo da Silva Catalão

Co-orientador: Doutor Radu Godina

11 de Julho de 2017

Resumo

Ao longo dos últimos anos a mobilidade tem vindo a sofrer alterações consideráveis em praticamente todos os países do mundo desenvolvido. Estas alterações devem-se sobretudo a políticas e estratégias de mudança do paradigma do setor dos transportes, permitindo uma mudança gradual e sustentada. Diariamente, somos confrontados com o lançamento de novas tecnologias relacionadas com os veículos elétricos (EVs), proporcionando um amadurecimento do veículo e permitindo que seja uma alternativa forte ao veículo de combustão interna (ICV). Os grandes construtores mundiais de EVs, focam-se cada vez mais no desenvolvimento, tendo em vista a sua escalada no setor dos transportes através de progressos a nível da autonomia, manutenção, alimentação e emissões do veículo elétrico.

A finalidade deste projeto, remete para uma análise das consequências que possam ocorrer com uma elevada integração de EVs no setor dos transportes, nomeadamente a nível do Sistema Elétrico de Energia (SEE). Sustentado no SEE, é explorado o impacto que uma elevada concentração de EVs tem na vida útil de um transformador, situado num posto de transformação que alimenta uma unidade industrial com microgeração fotovoltaica situada na ilha de São Miguel, Açores.

Para o efeito, é avaliado o diagrama térmico do transformador e estimada a temperatura de Hot-Spot (θ_h) através de um modelo desenvolvido. São facultados os dados necessários ao problema, como o diagrama de carga diário da unidade industrial e parâmetros relacionados com o transformador. Os dados fornecidos são reais e utilizados no modelo térmico, desenvolvido com o auxílio da plataforma *Simulink*, pertencente ao software da *MatWorks Matlab*. Com o modelo desenvolvido no âmbito da simulação, são modelados vários cenários de concentração de EVs na unidade fabril, permitindo tirar as conclusões necessárias.

Por fim, é realizado um algoritmo de otimização de agendamento do carregamento dos EVs, com o intuito de minimizar os efeitos da carga extra imposta ao transformador, sendo mais tarde realizadas as devidas comparações.

O trabalho realizado demonstra que a presença de micro-geração fotovoltaica na fábrica permite diminuir o envelhecimento do transformador do posto de transformação, sendo, no entanto, necessário a adoção de outras medidas como o agendamento do carregamento dos EVs.

Palavras-Chave: Veículo Elétrico, Veículo de Combustão Interna, Sistema Elétrico de Energia, Transformador, Hot-Spot, Simulação, Microgeração Fotovoltaica, Agendamento

Abstract

Mobility has undergone considerable changes over the last few years in practically every country of the developed world. These changes happen mainly due to policies and strategies applied to change the paradigm of the transport sector, allowing for gradual and sustained change. We are confronted daily with the launch of new technologies related to electric vehicles (EVs), aiding to the progress the vehicle and allowing it to be a strong alternative to the internal combustion vehicle (ICV). The world's largest manufacturers of EVs are increasingly focusing on development, pushing for their market penetration in the transport sector through progress in the autonomy, maintenance, power and emissions of the electric vehicle.

The purpose of this project is to analyse the consequences that can occur with a high integration of EVs in the transport sector, namely at the level of the Electric Energy System (EES). The impact of a high concentration of EVs on the life of a transformer, located in a processing station that feeds an industrial unit with photovoltaic microgeneration located on the island of São Miguel, Azores, is explored.

For this purpose, the thermal diagram of the transformer is explored in this study and the temperature of Hot-Spot (θ_h) is estimated through a model developed in this thesis. The data required for the problem is provided, such as the daily unit load diagram and transformer's related parameters. The data provided is real and used in the thermal model, developed with the help of the Simulink platform, belonging to MatWorks Matlab software. With the developed model, in the scope of the simulation, several scenarios of concentration of EVs in the manufacturing unit are modeled, allowing to draw the necessary conclusions.

Finally, a scheduling optimization algorithm is applied to the EVs, in order to minimize the effects of the extra load imposed on the transformer, and later comparisons are made.

The work carried out shows that the presence of photovoltaic microgeneration in the factory reduces the aging of the transformer at the transformation station, but it is necessary to adopt other measures such as the scheduling of the EVs loading.

Keywords: Electric Vehicle, Internal Combustion Vehicle, Electric Energy System, Transformer, Hot-Spot, Simulation, Photovoltaic Microgeneration, Scheduling

Agradecimentos

Como não poderia deixar de ser, queria agradecer em primeiro lugar aos meus pais, eles, que foram os grandes obreiros da minha formação pessoal e académica. Nunca esquecerei os esforços que fizeram para que eu pudesse estar onde estou hoje, numa época de grandes dificuldades, um muito Obrigado.

É com profunda gratidão que agradeço ao Professor João Catalão, pela oportunidade proporcionada e por ter indicado uma parceria com a Universidade da Beira Interior que permitiu a resolução da tese.

Um abraço especial ao meu Co-orientador Radu Godina, pelo tempo despendido nas horas de maior aperto, sugestões e dicas sem as quais nada do que foi feito seria possível.

À minha irmã, o meu grande pilar, e que sempre esteve no sítio certo e na hora certa. Grande parte do que sou hoje se deve a ti Mana.

À minha namorada Xana, obrigado pelos desabafos, pelos bons e maus momentos que passamos juntos ao longo dos últimos 2 anos. És a melhor namorada do mundo.

Aos meus Avós, fontes de inspiração, que pela experiência de vida difícil que o campo acarreta, se tornaram em pessoas de coragem, sacrifícios e os meus heróis. Obrigado por me proporcionarem o melhor de dois mundos, a vida de cidade e a vida da aldeia.

Para a restante família, um muito obrigado por nunca se afastarem das raízes e pelos almoços/jantares em família em casa dos Avós. Um especial abraço ao Greg, Nuno e Manu como primos mais próximos e ao meu afilhado BENJAMIM, que será sempre um farol na minha vida.

A Marialva, onde sempre me senti feliz. Às Gentes desta terra maravilhosa que sempre me acolheram com muito carinho e amizade.

À Guarda, cidade que me viu nascer ... aos espamatozitos, obrigado por todas aventuras, saídas, pela companhia nos intervalos e aulas da escola da Sé.

Por fim dedico este trabalho e os últimos 5 anos, a duas pessoas, Madrinha Carmo e Tia Lurdes, que permitiram a minha formação na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Tia Lurdes, obrigado por me proporcionares os melhores anos da minha vida.

Madrinha, tudo o que fiz ao longo destes 5 anos são para ti.

João Pedro Anselmo Espírito Santo

”When something is important enough, you do it even if the odds are not in your favor.”

Elon Musk

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento	1
1.2	Objetivos e Motivação	2
1.3	Estrutura	3
1.4	Notação	4
2	Revisão Bibliográfica	5
2.1	Introdução	5
2.2	Setor dos Transportes e o Impacto Ambiental	5
2.2.1	Setor dos Transportes	10
2.2.2	Medidas a Adotar para Redução de Emissões	13
2.3	Veículo Elétrico	15
2.3.1	Evolução do Veículo Elétrico	15
2.3.2	Disseminação do Veículo Elétrico	18
2.3.3	Veículo Elétrico e o Meio Ambiente	21
2.4	Impactos na Rede de Distribuição com o Carregamento de Veículos Elétricos	22
2.4.1	Problemas na Rede de Distribuição com a Introdução um Elevado Número de BEVs e PHEVs	22
2.4.2	Alteração da Estabilidade da Rede	23
2.4.3	Aumento da Carga	23
2.4.4	Alteração no Nível de Tensão	24
2.4.5	Distorção Harmónica - THD	25
2.4.6	Alteração das Perdas do Sistema	25
2.4.7	Influência dos EVs no Envelhecimento do Transformador (LOL)	26
2.5	Ilhas Eletricamente Isoladas	27
2.6	Energia Fotovoltaica e o Carregamento de EVs	29
2.6.1	Energia Fotovoltaica na Europa e Mundo	29
2.6.2	Introdução ao PV como Tecnologia de Auxílio no Carregamento dos EVs	31
3	Perda da Vida Útil do Transformador	33
3.1	Introdução	33
3.1.1	Aumento da carga dos Transformadores	34
3.1.2	Temperatura do Transformador	37
3.1.3	Tempo de Vida do Isolamento do Transformador	40
3.2	Efeitos de Sobrecarga no Transformador	42
3.3	Formulação Matemática	43
3.3.1	Equação de Envelhecimento do Transformador (LOL)	43
3.3.2	Equações Exponenciais para Cargas Lineares	45

3.3.3	Equações Diferenciais para Cargas Lineares	48
4	Descrição do Modelo	51
4.1	Introdução	51
4.2	Caso de Estudo	51
4.2.1	Descrição do Sistema Elétrico da Ilha de São Miguel	52
4.2.2	Descrição do Cliente Privado	54
4.2.3	Perfil de Carga das Baterias dos EVs	55
4.2.4	Modelo de Carregamento das Baterias dos EVs	56
4.3	Micro-Geração Fotovoltaica da Fábrica de Açúcar	60
4.4	Máquina introduzida nas instalações da Fábrica de Açúcar	61
4.5	Temperatura Ambiente	62
4.6	Flowchart do Modelo Térmico	63
4.7	Agendamento do Carregamento dos EVs	65
5	Apresentação e Discussão de Resultados	69
5.1	Introdução	69
5.2	Sem Dispositivo de Agendamento	71
5.2.1	Cenário 1 - Sem máquina	71
5.2.2	Cenário 1 - Com máquina	73
5.2.3	Cenário 2 - Sem máquina	75
5.2.4	Cenário 2 - Com máquina	77
5.2.5	Análise de Resultados	79
5.3	Com Dispositivo de Agendamento	83
5.3.1	Cenário 1 - Sem máquina	83
5.3.2	Cenário 1 - Com máquina	85
5.3.3	Cenário 2 - Sem máquina	87
5.3.4	Cenário 2 - Com máquina	89
5.3.5	Análise de Resultados	91
6	Conclusões e Trabalho Futuro	93
6.1	Conclusões Gerais	93
6.1.1	Crítica aos Resultados Obtidos	94
6.2	Trabalhos Futuros	95
6.3	Trabalhos Resultantes da Dissertação	96
	Referências	97
A	Publicação	111

Lista de Figuras

2.1	Emissões de CO ₂ a partir de combustíveis fósseis	6
2.2	Recurso de Energia Primária usada a nível Mundial	7
2.3	CO ₂ por Atividade Humana	8
2.4	CO ₂ por Setor de consumo Energético a nível Mundial	8
2.5	Total das emissões de GHGs por setor nos 28 países da União Europeia, 2012 . .	9
2.6	Total das emissões de GHGs por setor nos 28 países da União Europeia, 2014 . .	9
2.7	Emissões de CO ₂ nos Transportes, 1990 e 2014	10
2.8	Crescimento dos Transportes de Passageiros e Mercadorias na União Europeia . .	11
2.9	Percentagem do tipo de Combustível utilizado no Transporte de Passageiros, 2014	12
2.10	Emissões de GHGs no setor do Transporte na União Europeia, 2014	13
2.11	Evolução das Emissões na UE-28, 1990 a 2014	14
2.12	Modelos Construtivos dos Tipo de Veículos Elétricos	17
2.13	Evolução das Baterias para PHEVs e BEVs	19
2.14	Evolução das Estruturas de Carregamento, 2010-2015	20
2.15	Evolução do Stock de Veículos Elétricos, BEVs e PHEVs, 2010-2015	21
2.16	Evolução da capacidade Global de PV, 2000-2015	30
2.17	Evolução da capacidade Europeia de PV, 2000-2015	30
3.1	Carga normal e Sobrecarga planeada	35
3.2	Sobrecarga Longa e Sobrecarga Curta	35
3.3	Diagrama de Térmico do Transformador	41
3.4	Diagrama de Blocos das Equações Diferenciais	49
4.1	Esquema da Rede de MT em Lagoa	53
4.2	Diagrama Diário da Fábrica de Açúcar - $P_i(t)$	54
4.3	Esquema da Rede de BT	55
4.4	Esquema do Perfil de Carregamento das Baterias de íões de lítio	57
4.5	PDF da Distância Diária Percorrida pelos Veículos	58
4.6	PDF de SoC da Bateria dos EVs	59
4.7	Produção Fotovoltaica da Fábrica de Açúcar - $P_{PV}(t)$	61
4.8	Diagrama Diário da Fábrica de Açúcar com o Motor DC - $P(t)$	62
4.9	Temperatura Ambiente - $\theta_a(t)$	62
4.10	Flowchart da Simulação do Modelo	64
4.11	Estrutura do Agendamento Dimensionado	65
4.12	Flowchart de Operação do Agendamento	68
5.1	Cenário 1 - Sem máquina	71
5.2	Cenário 1 - Sem máquina com PV	72
5.3	Cenário 1 - Com máquina	73

5.4	Cenário 1 - Com máquina e PV	74
5.5	Cenário 2 - Sem máquina	75
5.6	Cenário 2 - Sem máquina	76
5.7	Cenário 2 - Com máquina	77
5.8	Cenário 2 - Com máquina e PV	78
5.9	Cenário 1 - Sem máquina	83
5.10	Cenário 1 - Sem máquina com PV	84
5.11	Cenário 1 - Com máquina	85
5.12	Cenário 1 - Com máquina e PV	86
5.13	Cenário 2 - Sem máquina	87
5.14	Cenário 2 - Sem máquina com PV	88
5.15	Cenário 2 - Com máquina	89
5.16	Cenário 2 - Com máquina e PV	90

Lista de Tabelas

3.1	Limites de temperatura para sobrecargas nos transformadores de distribuição (65°C)	37
3.2	Limites de temperatura para sobrecargas nos transformadores de potência (65°C)	37
3.3	Taxa de Envelhecimento Relativo - $V(\theta_h)$	45
4.1	Parâmetros do Transformador de Distribuição	53
4.2	Características dos EVs	56
5.1	Cenário 1 - Sem máquina	80
5.2	Cenário 1 - Com máquina	80
5.3	Cenário 2 - Sem máquina	82
5.4	Cenário 2 - Com máquina	82
5.5	Cenário 1 - Sem máquina	92
5.6	Cenário 1 - Com máquina	92
5.7	Cenário 2 - Sem máquina	92
5.8	Cenário 2 - Com máquina	92

Abreviaturas e Nomenclatura

Abreviaturas

APAC	Asia Pacific Countries - Países da Ásia Pacífico
AT	Alta Tensão
BEV	Batterie Electric Vehicle - Veículo Elétrico a Bateria
BT	Baixa Tensão
CH ₄	Methane - Metano
CHP	Combined Heat and Power - Cogeração
CO ₂	Carbon Dioxide - Dióxido de Carbono
CSP	Concentrated Solar Power - Concentração Solar
EU	European Union - União Europeia
EV	Electric Vehicle - Veículo Elétrico
FCV	Full Cell Vehicle - Veículo Elétrico a Célula de Combustível
GDP	Gross Domestic Product - Produto Interno Bruto
GHG	Green House Gases - Gases Efeito Estufa
GTCO ₂	Gigatons of CO ₂ - Giga-toneladas de CO ₂
Gtoe	Gigatons of Oil Equivalent - Giga-toneladas equivalentes de petróleo
GW	GigaWatt
G2V	Grid to Vehicle
HEV	Híbrid Electric Vehicle - Veículo Elétrico Híbrido
HFCs	Hydrofluorocarbons - Hidrofluorcarbonetos
ICV	Internal Combustion Vehicle - Veículo de Combustão Interna
kV	kiloVolt
kVA	KiloVolt-Ampere
MEA	Middle East and Africa Countries - Países do Médio Oriente e África
MT	Média Tensão
MVA	MegaVolt-Ampere
N ₂ O	Nitrous Oxide - Óxido Nitroso
NASA	National Aeronautics and Space Administration – Administração Nacional da Aeronáutica e Espaço
NYC	New York City - Cidade de Nova York
OCTC	Off Circuit Tap Chargers - Tomadas dos transformadores
ODAF	Oil Direted Air Forced - Óleo Direcionado Ar Forçado
ODWF	Oil Direted Water Forced - Óleo Direcionado Água Forçada
OFAF	Oil Forced Air Forced - Óleo Forçado Ar Forçado
OFWF	Oil Forced Water Forced - Óleo Forçado Água Forçada
OLTC	On Load Tap Chargers - Tomadas dos transformadores
ONAF	Oil Natural Air Forced - Óleo Natural Ar Forçado

ONAN	Oil Natural Air Natural - Óleo Natural Ar Natural
PDF	Probability Density Function - Função Densidade de Probabilidade
PFC	Perfluorocarbons - Perfluorcarbonetos
PHEV	Plug-in Electric Vehicle - Veículo Híbrido Plug-in
ppm	Parts per million - Partes por milhão
PV	Photovoltaic Energy - Energia Fotovoltaica
RES	Renewable Energies - Energias Renováveis
REXs	Range Extenders
RoW	Rest of the World - Resto do Mundo
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SF ₆	Sulfur hexafluoride - Hexafluoreto de enxofre
SoC	State of Charge - Estado de Carga
USA	United States of America - Estados Unidos da América
V2G	Vehicle to Grid - Veículos Elétricos em Rede

Nomenclatura

d	Distância diária percorrida pelo EV - em km
d_R	Alcance máximo do EV - em km
E_i	SoC inicial da Bateria
g_r	Diferença entre o aumento médio da temperatura do enrolamento por resistência e o aumento médio da temperatura no óleo do tanque - em K
H	Fator Hot-Spot
K	Fator de carga
K	Temperatura Absoluta Kelvin
k_{11}	Constante térmica
k_{21}	Constante térmica
k_{22}	Constante térmica
LOL	Loss of Life - Perda de Vida
N	Número total de intervalos de tempo no período considerado
n	Número do intervalo de tempo
P_{EV}	Potência de consumo das baterias dos EVs - em kW
P_f	Potência de consumo da Fábrica de Açúcar - em kW
P_i	Potência de consumo das instalações iniciais da Fábrica de Açúcar - em kW
P_M	Potência da Máquina DC - em kW
P_{PV}	Potência gerada pela Micro-geração PV
P_T	Potência Total alimentada pelo transformador - em kW
P_{sl}	Limite estipulado pelo Operador - kW
P_Ω	Potência de carga superior a P_{sl} - em kW
R	Taxa de perdas, relação entre as perdas em carga e as perdas em vazio do transformador
t	Instante de tempo - em minutos
t_n	Intervalo de tempo - em minutos
V	Fator de Envelhecimento
V_n	Fator de Envelhecimento no intervalo de tempo t_n
x	Expoente das perdas totais versus aumento de temperatura do óleo de topo (no tanque) (expoente do óleo)

y	Expoente da corrente versus aumento de temperatura do enrolamento (expoente do enrolamento)
μ	Valor médio
σ	Desvio padrão
τ_o	Constante de tempo do óleo - em minutos
τ_w	Constante de tempo do enrolamento - em minutos
θ_a	Temperatura ambiente- em °C
θ_h	Temperatura no ponto mais quente - Hot Spot - em °C
$\Delta\theta_{hi}$	Aumento de θ_h acima de θ_o no início do período de tempo t_n - em K
$\Delta\theta_{hr}$	Aumento de θ_h acima de θ_o no tanque a corrente nominal - em K
θ_o	Temperatura do óleo no topo do tanque - em °C
$\Delta\theta_{oi}$	Aumento da temperatura do θ_o acima da temperatura ambiente θ_a no início do período de tempo t_n - em K
$\Delta\theta_{or}$	Aumento da temperatura do θ_o acima da temperatura ambiente θ_a a corrente nominal - em K

Capítulo 1

Introdução

O presente capítulo tem como objetivo uma abordagem ao problema, propondo-se transmitir de forma generalizada e contextualizada a ideia do estudo realizado.

1.1 Enquadramento

A industrialização que se deu em todos os setores após a época pré-industrial proporcionou um aumento substancial da qualidade de vida das populações a vários níveis, acarretando com ela aspetos positivos, como o desenvolvimento de vários tipos de indústrias que permitiram o desenvolvimento da sociedade atual. Na industrialização, indústrias como a química, elétrica e transformadora, permitiram o acesso a energia sobre diversas formas.

É nos setores da eletricidade e transportes que o consumo de energia tem maior expressão, permitindo acesso a direitos, considerados básicos para grande parte da população, como o facto de ter eletricidade em casa ou a possibilidade de deslocamento motorizado. Estes supostos direitos adquiridos pela população em geral, só foram possíveis com o aumento do consumo de combustíveis fósseis.

O aumento do consumo dos derivados de petróleo fez-se sentir em demasia, proporcionando um crescimento de aspetos como a poluição do ar, alterações do clima e o aumento de emissões de gases de efeito de estufa que provocam o aquecimento global.

Hoje em dia a mobilidade tem grande importância, movimentando milhões de pessoas. No entanto prejudica o meio ambiente significativamente com emissões poluentes. O setor do transporte é considerado como o segundo grande emissor de Gases Efeito Estufa (GHEEs), com grande parte do combustível utilizado pelo setor ligado a derivados do petróleo, sendo apenas ultrapassado pelo setor da energia.

Como medida a adotar face à poluição gerada pelo setor, o EV pode-se tornar um elemento chave, não só no combate ao aquecimento global, mas como alternativa aos veículos de combustão interna (ICVs) que utilizam uma fonte de energia cada vez mais escassa.

O aparecimento de políticas de incentivo, têm promovido o aparecimento do EV enquanto alternativa ao ICV e como peça fundamental para a diminuição da poluição do setor. À parte das

políticas, os avanços tecnológicos e a consciencialização das empresas construtoras de automóveis têm contribuído para o aparecimento e avanços da tecnologia dos EVs possibilitando a introdução do veículo no setor. A Tesla, como empresa construtora de EVs, tem realizado nos dias de hoje um papel importantíssimo no que toca à inovação deste ramo.

Para lá das emissões, os EVs quando comparados com os ICVs proporcionam muitas vantagens, como a superior capacidade de aceleração e silêncio que lhes é característico, a possibilidade de carregamento com baixos custos e diminuição dos custos de manutenção. A possibilidade de estar próximo um futuro onde o setor dos transportes apresente um número considerável de EVs, nunca fez mais sentido, pelo que crescem as preocupações dos investigadores sobre como fazer a gestão da energia necessária à introdução de EVs no setor, que acabará por influenciar o setor energético.

O aumento do uso de EVs, pode levar à integração de um maior número de Energia Renováveis (RES) que, atualmente apresentam alguns obstáculos. Os EVs apresentam propriedades de mobilidade e armazenamento, que podem ser usadas em benefício das RES, com resposta para a elevada volatilidade e dificuldade de despacho das energias alternativas como a produção fotovoltaica e eólica. As próprias RES podem auxiliar o carregamento das baterias dos EVs, direcionando a sua produção para esse fim.

Apesar de ainda não ser uma realidade atual, o crescimento significativo de EVs pode desenvolver um conjunto de acontecimentos com implicações a nível das redes de transporte e distribuição do Sistema Elétrico de Energia (SEE). Como peça fundamental do sistema de distribuição e transporte, o Transformador é um dos possíveis afetados na eventualidade do aparecimento de sobrecargas induzidas pelo carregamento dos EVs.

A maior parte dos transformadores que hoje em dia se encontram no SEE são elementos chave no transporte e distribuição de energia, como também um dos elementos mais caros do SEE. Devido ao custo de aquisição, são difíceis de substituir com os transformadores de hoje em dia a estarem sobre serviço há já longos anos. Com o aparecimento dos problemas no transformador introduzidos pelos EVs, apenas se recorre à sua substituição no caso de falha completa do equipamento, procurando sempre outras soluções que previnam o efeito da sobrecarga.

O crescimento da procura incessante por soluções para este problema, leva à introdução deste paradigma num ambiente de *smart grid* em regiões insulares. As regiões insulares, especialmente as eletricamente isoladas apresentam características no seu sistema de distribuição e transporte de energia que diferem da estrutura do continente, permitindo a realização de testes para as soluções encontradas.

1.2 Objetivos e Motivação

O projeto mostra-se bastante desafiante, pelo aumento generalizado do interesse em energias renováveis e nos veículos elétricos, principalmente no uso ao combate do aquecimento global e às emissões de GHGs. No entanto, com o aumento de fontes e cargas alternativas dispersas pela

rede, começam a ser estudadas implicações que possam ocorrer na rede do SEE, nomeadamente no setor do transporte e distribuição de energia.

Com isto, a principal razão para a realização desta dissertação, surge na tentativa de resposta a um problema que certamente irá ocorrer com o acentuar dos carregamentos de EVs na rede, como a deterioração dos transformadores. – “Estarão os transformadores preparados para o aumento substancial de carga?”.

Com o estudo, será possível observar com mais detalhe o efeito que um aumento crescente de EVs tem nos transformadores, assim como apresentar soluções concretas para mitigar os problemas.

O projeto foca-se no cálculo do envelhecimento de um transformador de distribuição, situado num sistema insular com uma presença significativa de EVs. E perante a sua realização, tenta-se responder a algumas questões que passam pela introdução a soluções de diminuição do envelhecimento dos transformadores, pelo que o trabalho realizado tem os seguintes objetivos:

- Criação do modelo térmico através do *simulink* baseado na norma IEC 60076-7:2005, que permita a análise térmica do transformador.
- Análise da temperatura de trabalho do transformador com o aumento da carga, induzida pelo carregamento de EVs.
- Análise da deterioração do sistema de isolamento e do envelhecimento do transformador de distribuição devido ao aumento excessivo da temperatura de trabalho e do envelhecimento do transformador.
- Análise do uso de micro-geração PV para carregamento das baterias dos EVs.
- Análise do uso de um algoritmo para agendamento do carregamento das baterias dos EVs na unidade industrial com e sem micro-geração PV, comparando os impactos que uma elevada concentração de EVs poderá ter no transformador.

Com isto, a dissertação pretende demonstrar até que ponto o envelhecimento precoce do transformador pode ser minimizado, com a integração das duas soluções e qual delas se demonstra ser mais eficaz para o efeito.

1.3 Estrutura

A dissertação é composta por 5 capítulos. No presente capítulo introdutório é materializado o enquadramento, desdobrando-se sobre os objetivos gerais e a estrutura do trabalho realizado, assim como um resumo dos métodos utilizados e aplicados para atingir os objetivos.

Ultrapassada o capítulo introdutório, dá-se início à exposição do estado da arte do problema, começando por olhar de forma abrangente o “Porquê?” e os fundamentos que levaram ao aparecimento e discussão dos EVs como substitutos dos veículos convencionais de combustão interna, sustentado numa base de dados que teve como fonte diversos documentos. Gradualmente foi-se

afunilando o problema, passando pelas implicações introduzidas na rede de energia devido a um aumento crescente de EVs, até ser alcançado o tema dos transformadores e formas de mitigar o envelhecimento resultante da deterioração do isolamento.

No Capítulo 2, passa-se assim de uma abordagem generaliza do problema para uma base mais concreta daquilo que se pretende do trabalho realizado.

No Capítulo 3 são abordadas as bases científicas por detrás do trabalho desenvolvido, permitindo obter o conhecimento necessário à compreensão do que acontece no transformador de distribuição com a introdução dos EVs. É relatada a formulação matemática indispensável para análise do caso em estudo, expondo a metodologia utilizada recorrendo a normas específicas.

O caso de estudo da dissertação é apresentado no Capítulo 4, centrando-se no transformador de distribuição e no seu diagrama de cargas que alimenta um cliente privado. O capítulo inicia com a descrição do local e do sistema elétrico de energia, situado na Região Autónoma dos Açores. Logo após, são retratados os elementos constituintes do caso, nomeadamente o cliente privado, constituído por uma unidade fabril com algumas características peculiares que passam pela introdução dos veículos. É descrito o processo de simulação, que permite transpor o caso de estudo para um ambiente virtual assim como obter os resultados para diferentes cenários.

A ligação entre o Capítulo 3 e 4, é efetuada no Capítulo 5. São discutidos os cenários alvos de estudo e realizadas as devidas considerações aos resultados obtidos na simulação.

Para terminar, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões finais e críticas às soluções adotadas, apontando possíveis trabalhos futuros.

1.4 Notação

Ao longo da tese recorre-se a notação científica, frequentemente usada em literatura relacionada com o tema. Tornando possível uma leitura simplificada e harmonizada, sempre que concebível é usado então notação científica, podendo em certos casos não ser possível.

Para identificação de formulas matemáticas, é usado um simples esquema que passa pela marcação das equações com referência à subsecção onde são inseridas. As equações são denominadas de Equação x.x, onde os parâmetros são inicializados sempre que um novo capítulo é criado. O mesmo esquema é recriado para as figuras e tabelas, identificadas por Figura x.x e Tabela x.x, inicializado sempre que se inicia um capítulo. Na situação de uso de uma citação ou excerto, retirado de um ou mais documentos, esta é devidamente identificada com o auxílio da referência identificada por [x].

As siglas e abreviaturas usadas ao longo deste documento respeitam as informações técnicas da língua portuguesa e inglesa, aceites pela comunidade científica.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

2.1 Introdução

Neste capítulo é realizada a revisão bibliográfica dos estudos que se focaram no tema abordado. Na fase inicial é discutido de forma generalizada o número de emissões de GHGs e as suas fontes de emissão, remetendo de seguida para o setor dos transportes, onde é analisado o contributo deste setor para o número de emissões. Na fase seguinte é introduzida uma possível solução às emissões de GHGs no setor dos transportes, passando pela introdução de veículos elétricos (EVs).

Em terceiro lugar são descritos, superficialmente, alguns dos problemas introduzidos pelos EVs no Sistema Elétrico de Energia (SEE), onde é aprofundado o tema do envelhecimento dos transformadores com o aumento da carga.

Por fim são analisadas as ilhas eletricamente isoladas, vistas como modelos de micro-redes ideais para o caso de estudo. É introduzida parte da solução ao problema, que passa pela integração de instalações fotovoltaicas (PV).

2.2 Setor dos Transportes e o Impacto Ambiental

Com as alterações climáticas cada vez mais em destaque e no encalço da humanidade, apareceu um problema que não afeta apenas o planeta Terra e as suas características, mas também toda a vida terrestre que ele alberga tal como a conhecemos. É urgente uma mudança no paradigma de consumo excessivo e poluente que a humanidade faz sobre os recursos que o planeta oferece.

Desde finais do último século, que os problemas relacionados com o ambiente e o aquecimento global deixaram de ser problemas locais, direcionados apenas a alguns países, e passaram a ser um problema mundial. O aparecimento de mudanças drásticas no clima, ambiente e qualidade do ar, foram uma chamada de atenção para a população levando a alterações comportamentais no quotidiano e saúde, causados por elevadas concentrações de CO₂ [1].

Segundo [2] e [3], o planeta está em risco de sofrer um aumento de temperatura desde a época pré-industrial, um aumento de 3 a 5 graus em 2065. A isto deve-se o aumento da quantidade excessiva de emissões de GHGs que são lançados diariamente para a atmosfera terrestre.

Efetivamente a atmosfera compreende já patamares bastante elevados de GHGs, números difíceis de contrariar mesmo aplicando políticas de reversão a nível energético e social.

As emissões de GHGs, são vistas pelos cientistas como a maior causa do aquecimento global e das alterações climáticas. Estes gases são compostos essencialmente por CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC e SF₆. Os GHGs representam cerca de 0,1% da atmosfera do planeta Terra e são essenciais para a existência de vida, através da proteção que auferem aos seres vivos das radiações solares prejudiciais. No entanto, devido às suas características de "manto protetor", representam grandes problemas, caso a sua concentração seja elevada, funcionando como barreira às radiações emitidas e refletidas pela superfície terrestre [4].

Para os GHGs contribuem em grande escala as emissões de CO₂, que estão presentes em excesso há relativamente pouco tempo na nossa atmosfera (desde o aparecimento da humanidade) apresentando valores que não se verificavam há 800.000 anos [5].

Segundo [6] a acumulação excessiva de CO₂ na atmosfera, começou a sentir-se na época pré-industrial. A partir desta época, elevados valores começaram a surgir devido ao processo de industrialização que o globo e população sofreram. É ainda referido que cerca de dois terços das emissões de CO₂, são devido à alta exploração de combustíveis fósseis como matéria primária de energia.

Estudos recentes, relativos aos números de emissões de CO₂, referem que desde a época da industrialização as emissões aumentaram em cerca de 280 ppm. Em 2014 e 2015 as concentrações eram em média 40% maiores do que naquela época, aumentando aproximadamente 2 ppm ano. Verificou-se ainda um aumento a nível de outros gases de efeito estufa, provenientes de todos os setores consumidores de combustíveis fósseis. Na Figura 2.1 é possível observar o aumento das emissões de CO₂ a partir de combustíveis fósseis, entre 1870 e 2013 [7] [8].

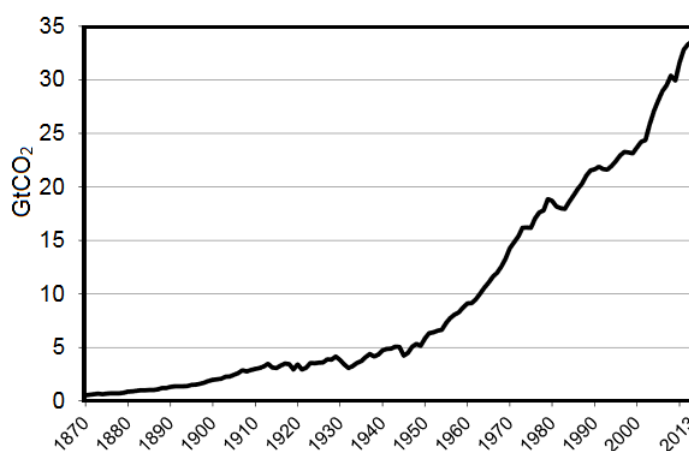


Figura 2.1: Emissões de CO₂ a partir de combustíveis fósseis [8]

A pegada ecológica do ser humano no planeta é bastante clara e os combustíveis fósseis fazem parte da matriz energética de praticamente toda a população, servindo de base para diversos setores como a energia, agricultura, etc.

O consumo de combustíveis fósseis, segundo [8] e [9], representam entre 80 a 85% da matriz energética consumida a nível mundial. A Figura 2.2, compara os valores referentes a energia fóssil e não fóssil, utilizada em 1971 e 2014, segundo a qual, se deu um aumento em mais de 100% na utilização de energia de primária. No entanto, a percentagem de uso entre combustíveis fósseis e não fósseis, permaneceu praticamente inalterável.

Relativamente às atividades realizadas pelo Homem, como seria de esperar, o consumo de Energia representa a maior fatia de emissões, uma vez que é nesta atividade que se insere o consumo de combustíveis fósseis. A Energia apresenta valores que rondam 70% das emissões de GHGs globais, Figura 2.3. Com outras atividades responsáveis pela restante fatia, como por exemplo a Agricultura e a Indústria de processos, onde a emissão de gases é de cerca de 18%. Na Agricultura as emissões provêm maioritariamente da criação de gado e de cultivo de arroz, emitindo CH_4 e N_2O . Na Indústria de processos, que não está relacionada com a Energia, é libertado essencialmente N_2O [8].

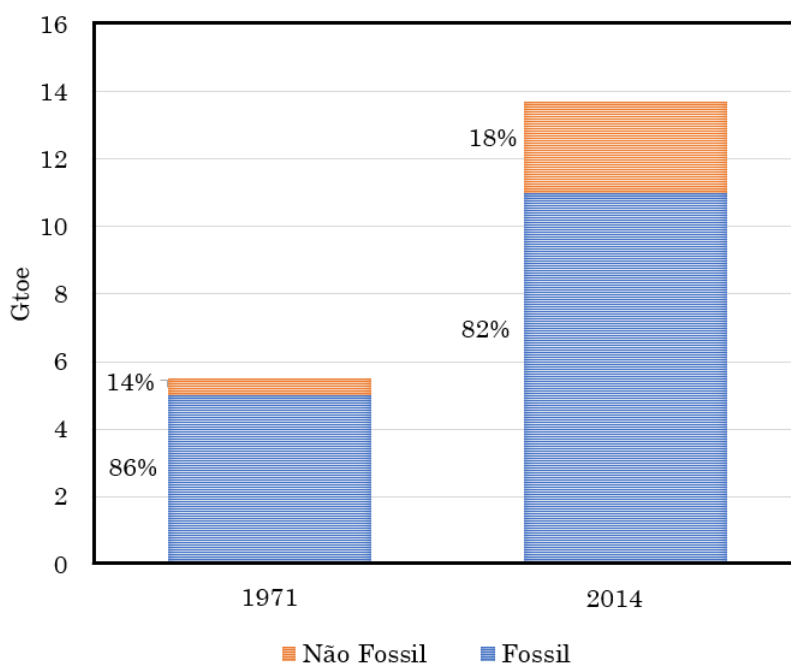


Figura 2.2: Recurso de Energia Primária usada a nível Mundial [8]

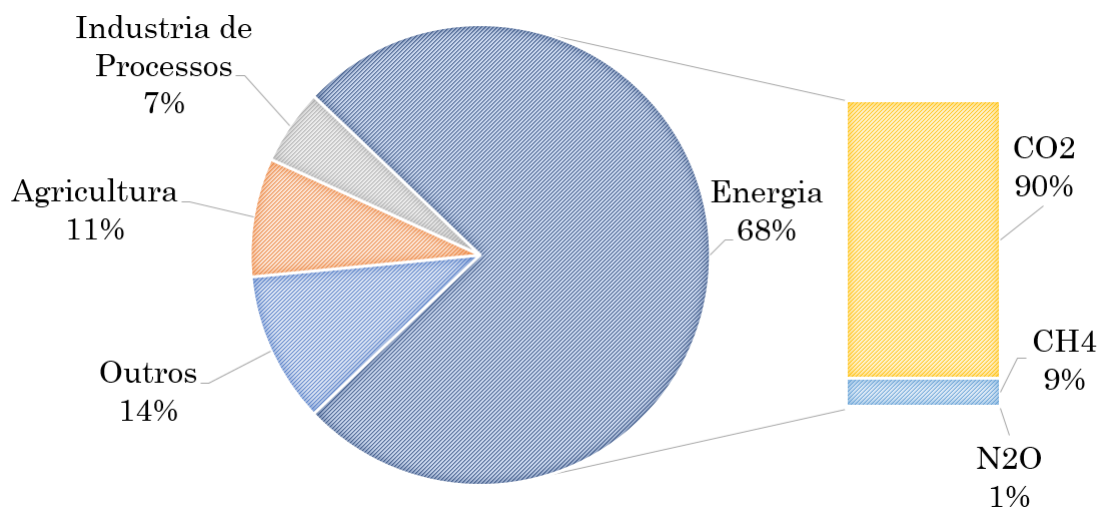


Figura 2.3: CO₂ por Atividade Humana [8]

Nos setores de consumo de Energia, como foi referido anteriormente, segundo valores representados na Figura 2.4 para o ano de 2014, é na eletricidade, aquecimento e transportes que são emitidos as maiores quantidades de CO₂, com valores na ordem dos 60%. Nesta matéria de emissões, países como a China e outros, maioritariamente pertencentes ao grupo dos G20 são responsáveis por grande parte das emissões, contabilizando 80% das emissões [10].

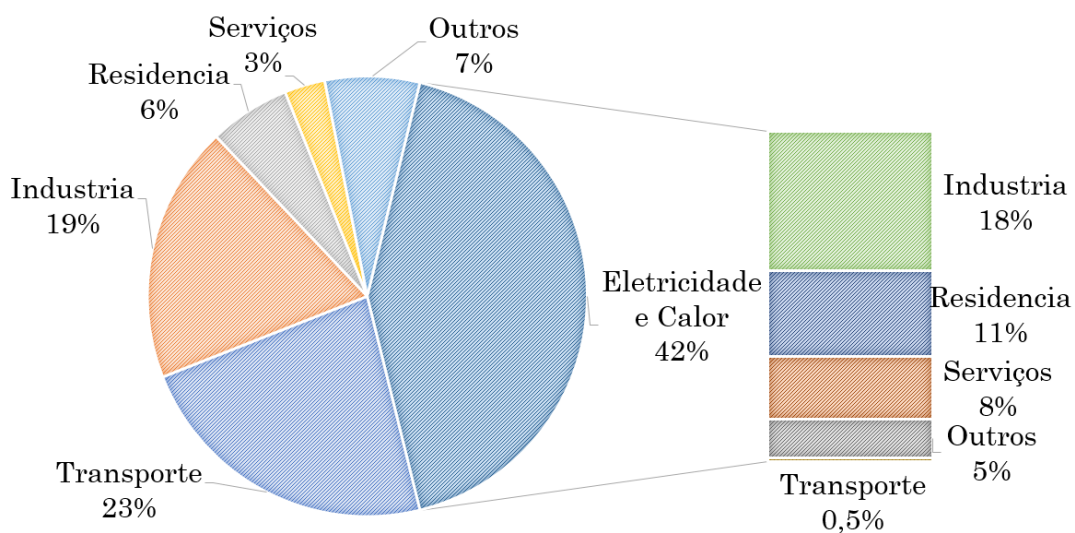


Figura 2.4: CO₂ por Setor de consumo Energético a nível Mundial [8]

A nível Europeu, Figura 2.5 e 2.6, constata-se que os países da EU são responsáveis por cerca de 10% das emissões. A energia e o transporte são os dois setores que contribuem para a maior fatia de emissões de GHGs, com 31,7% e 20,1% em 2012. Em 2014, Figura 2.6, o setor do transporte atingiu os 23,2% [11] com os dois setores a acompanhar a tendência mundial [5].

Desde o desenvolvimento em massa da indústria automóvel e do setor de fornecimento de energia (eletricidade), que os transportes e a distribuição de energia revolucionaram a sociedade. Alterando grande parte dos comportamentos sociais e mobilidade da sociedade, ambos os setores passaram a ser elementos chave no consumo de energia sobre a forma de combustíveis fósseis e não fósseis. São assim considerados, os dois maiores responsáveis pela concentração de CO₂ e outros gases na atmosfera terrestre [12].

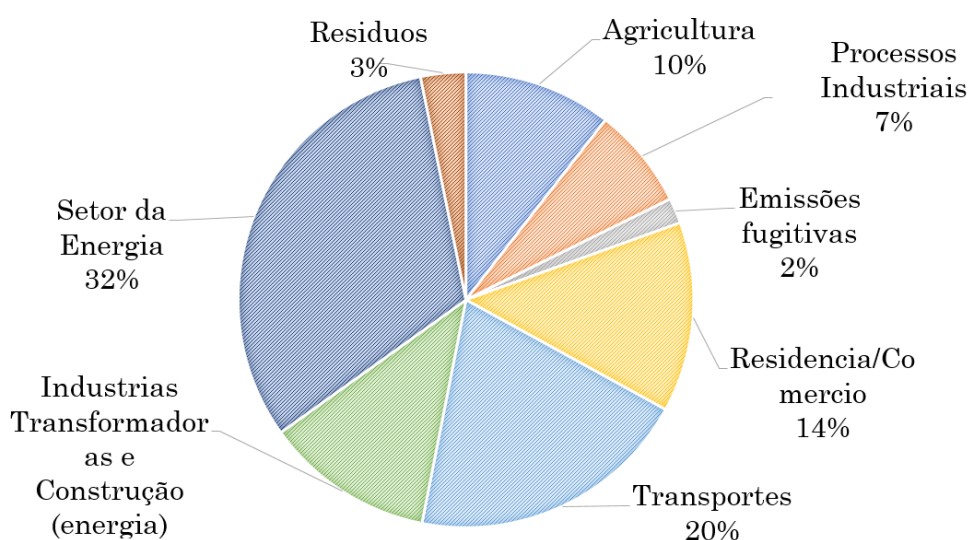


Figura 2.5: Total das emissões de GHGs por setor nos 28 países da União Europeia, 2012 [5]

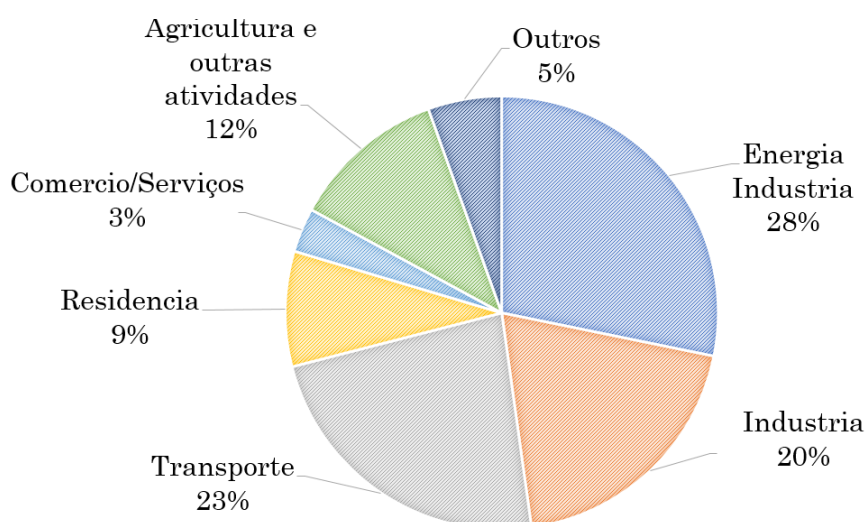


Figura 2.6: Total das emissões de GHGs por setor nos 28 países da União Europeia, 2014 [11]

2.2.1 Setor dos Transportes

Restringindo ao setor dos transportes, nos últimos anos deu-se um grande crescimento da mobilidade das populações. Este crescimento apresentou como elementos chave o aumento das economias mundiais, a evolução de tecnologias no setor automóvel, as mudanças sociais e culturais que levaram ao aumento do turismo, a redução do tempo e custo das viagens, e, a evolução que se fez sentir a nível industrial com a mudança do setor para uma distribuição dos seus produtos por todo o globo [13].

Dados relativos a 2013, indicam que o setor dos transportes foi um dos setores que mais contribuiu para o consumo de energia [14], com um consumo de 27,3% quando comparado com outros setores. Grande parte da energia consumida pelo setor teve origem nos combustíveis fósseis, com uma parcela de 92,6% [8].

O setor representa, a nível mundial, cerca de 20% no número de emissões de GHGs [10] [15]. As emissões CO₂ nos transportes aumentaram em 30% desde 2000 [10], registando valores de 71% desde 1990 [8] como mostra a Figura 2.7.

Analizando a Figura 2.7 e comparando o ano de 2014 com o de 1990, observa-se que o setor aumentou significativamente o número de emissões. Destaca-se o aumento sofrido pelo transporte rodoviário, sendo que parte deste crescimento ocorreu devido ao aumento da frota nos países pertencentes ao G20. Países como a Índia e a China apresentaram ao longo dos anos um aumento substancial do setor contribuindo para o aumento das emissões [10].

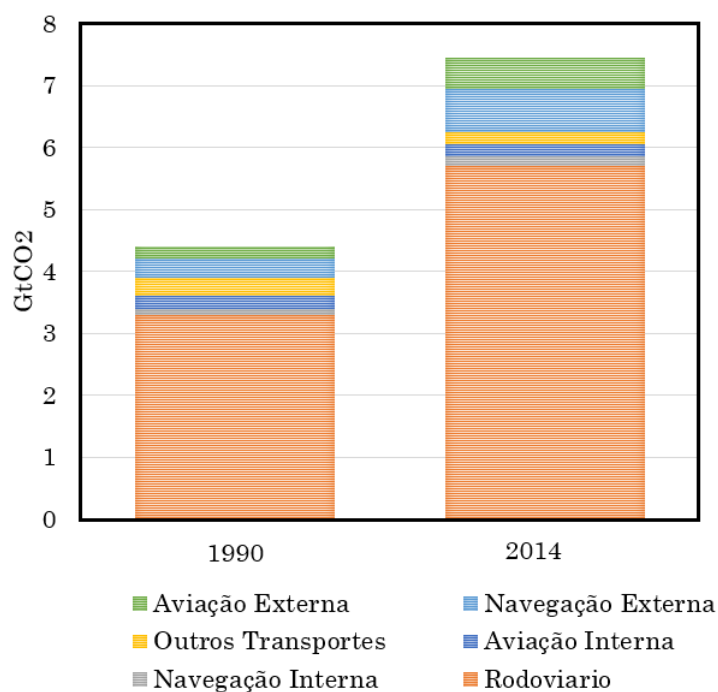


Figura 2.7: Emissões de CO₂ nos Transportes, 1990 e 2014 [8]

A nível Europeu o setor dos transportes teve grande importância na formação de uma Europa unida e desenvolvida, através da livre circulação. Servindo de ponte para trocas comerciais, foram desenvolvidas estradas e vias de circulação, não só para transporte rodoviário mas também para transporte ferroviário, marítimo e aéreo.

O desenvolvimento do setor foi crucial no crescimento comercial e económico, Figura 2.8, e representou 5,1% do valor acrescentado bruto em 2014, no total dos 28 países da EU [11] [16].

O setor causou grande impacto no desenvolvimento económico, no entanto, apresenta graves consequências como o aumento das emissões de GHGs. Segundo dados de 2016 [11], em 2014 o setor dos transportes europeus, dividido em transporte de passageiros e transporte de mercadorias, apresentava-se da seguinte forma:

Transporte de Passageiros - com cerca de 6 591 biliões pkm (*person-kilometer*) em atividades de transporte total de passageiros, uma média de 12 985 km por pessoa, distribuídos segundo:

- Veículos de passageiros: 72,3%
- Motociclos: 1,9%
- Autocarros: 8%
- Ferroviário (longa distância): 6,5%
- Metro e Comboio (curta distância): 1,5%
- Aéreo: 9,2%
- Marítimo: 0,6%

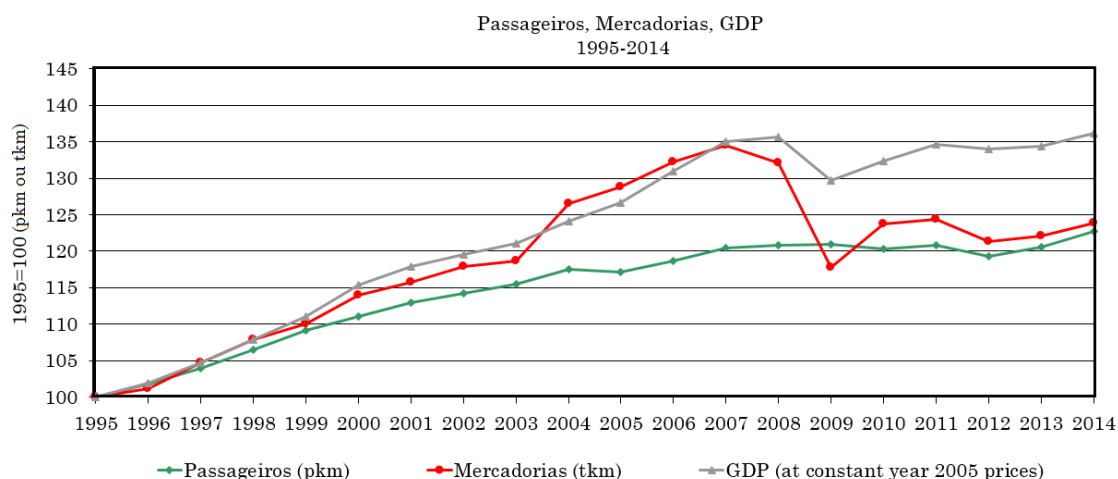


Figura 2.8: Crescimento dos Transportes de Passageiros, Mercadorias e Produto Interno Bruto na União Europeia [11]

Transporte de Mercadorias - com números na ordem dos 3 524 bilhões tkm (*tons-kilometer*) em atividades de transporte total de mercadorias, distribuído segundo:

- Rodoviário: 49%
- Ferroviário: 11,7%
- Marítimo (Rio): 4,3%
- Oil Pipeline: 3,2%
- Marítimo: 31,8%
- Aéreo: 0,1%

Em 2010 os transportes eram alimentados essencialmente por combustíveis fósseis, que representavam 96% da energia consumida no setor e um quinto do total das emissões da EU [17]. A Figura 2.9 expõe o tipo de combustível utilizado no transporte de passageiros em 2014, onde grande parte dos países Europeus apresentam uma matriz baseada em combustíveis fósseis, dominando outros tipos de combustíveis alternativos (gás natural, biocombustíveis, eletricidade, etc.).

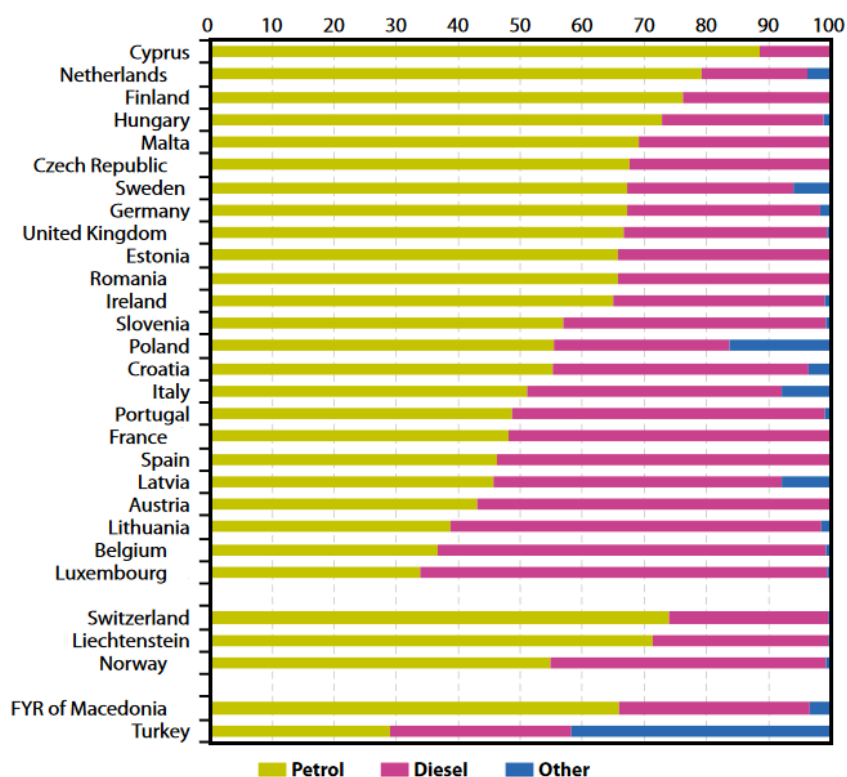


Figura 2.9: Percentagem do tipo de Combustível utilizado no Transporte de Passageiros, 2014 [18]

Através da Figura 2.10 verifica-se que, o transporte rodoviário é o método mais utilizado na mobilidade europeia e o ramo do setor dos transportes com maior número de emissões de GHGs (72,8%) [11], onde cerca de dois terços ocorrem devido a veículos de passageiros [17]. Os transportes marítimos, aéreos e ferroviários, são responsáveis pela restante fatia, com 13%, 13,1% e 0,6% de GHGs emitidos.

2.2.2 Medidas a Adotar para Redução de Emissões

Como referido anteriormente é impossível diminuir os valores de GHGs já presentes na atmosfera, no entanto, é viável diminuir as emissões. Para isso é fundamental uma mudança drástica no comportamento das nações em relação à matriz energética, optando por outras formas de energia, e incentivando alterações nos comportamentos e consumos [6] [9], com vista a diminuir os problemas do aquecimento global.

Com o aumento das preocupações em relação às alterações climáticas, iniciou-se uma discussão sobre formas de diminuir o número de emissões de GHGs, nomeadamente do CO₂. Para isso, foram abordadas diversas soluções políticas e sociais, como por exemplo, o protocolo de Kyoto de 1997.

No caso da EU foi possível uma redução dos valores emitidos nos últimos 20 anos, através de medidas adotadas, porém, ainda situados em valores perigosos de poluição [19]. Segundo o relatório *"Energy Transports and Environments Indicators"* [18], entre 1990 e 2014 os gases de efeito estufa diminuíram 20%, o equivalente a 1 136 milhões de toneladas de CO₂.

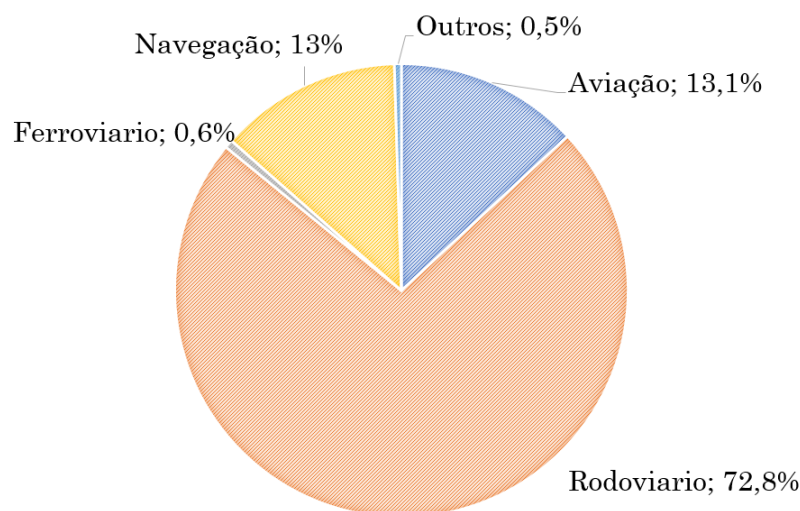


Figura 2.10: Emissões de GHGs no setor do Transporte na União Europeia, 2014 [11]

A Figura 2.11 reproduz a evolução das emissões na EU desde o ano de 1990, onde é visível a diminuição no conjunto dos 28 países.

Por outro lado, o desenvolvimento de estratégias e avanços tecnológicos no campo das energias renováveis, está a ser estudado e aplicado [20] [21]. As RES são certamente o maior contribuidor para a diminuição das emissões de CO₂. Para além de outras, as políticas viradas para a introdução deste tipo de geração de energia, parecem estar a ganhar cada vez mais espaço na sociedade.

As RES cresceram bastante nos últimos anos e apesar de apresentarem algumas restrições [22], a sua energia provem de qualquer elemento, como o vento ou a radiação solar. Exemplos de avanços na energia renovável são a produção Eólica e Fotovoltaica, que se tornaram líderes no aproveitamento de energia limpa.

Todavia, as energias renováveis por si só não representam solução, atenuando um problema que se denota bem mais grave, como o aumento populacional e o aumento excessivo do consumo. O aumento da exploração dos recursos através do consumo, inevitavelmente irá aumentar o número de emissões mesmo admitindo que se consegue uma grande integração de RES no mix energético mundial. Por outro lado as energias renováveis, aparentemente chamadas de energias limpas, apresentam no seu ciclo de vida uma percentagem de emissão de carbono [22].

Para além das RES, outras formas de produção de energia são utilizadas a nível dos setores consumidores de combustíveis fósseis. No âmbito da geração de energia, debate-se bastante a energia nuclear, sendo vários os estudos sobre o uso deste tipo de tecnologia como em [23], [24] e [25], que fazem uma avaliação da sua introdução em massa, analisando vantagens e desvantagens.

Mas outros tipos de tecnologias estão a ser utilizados, como aprovisionamento de CO₂, para produção de energia ou a simples recolha para locais de armazenamento, normalmente de extração de petróleo ([26], [27], [28]). O uso de energia solar para além do fotovoltaico, como a concentração CSP (*Concentrated Solar Power*), que utiliza propriedades de reflexão dos materiais para gerar eletricidade a partir do calor ([29], [30] e [31]). Ou então, desenvolvimentos a nível das *Smart Grids*, novo conceito que recai sobre as redes de transporte/distribuição de energia elétrica

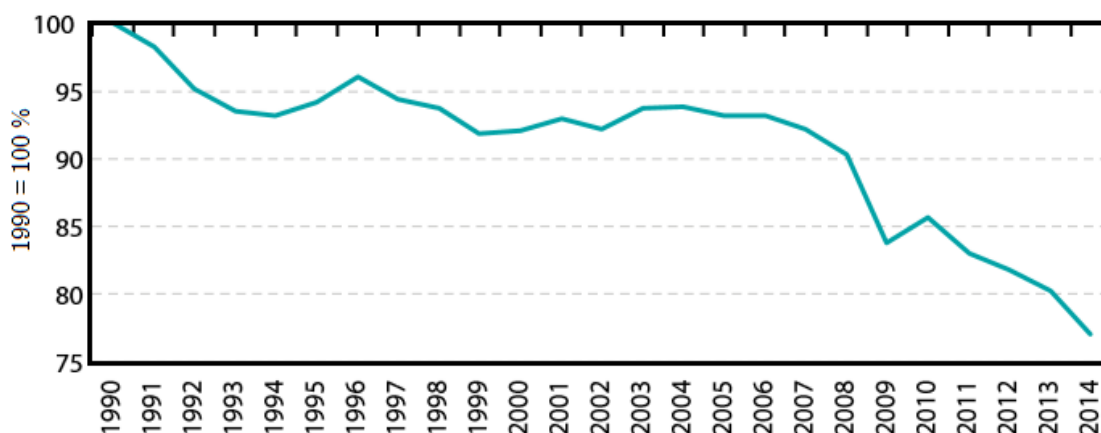


Figura 2.11: Evolução das Emissões na EU-28, 1990 a 2014 [18]

([32] e [33]), utilizando de forma mais eficiente as estruturas do sistema elétrico de energia, permitindo adaptar a realidade da rede a uma elevada introdução de energias renováveis e sistemas de armazenamento [34].

Relativamente ao setor dos transportes, os seus números aumentaram com a urbanização, tornando-o um grande emissor de poluentes. É bastante difícil através de políticas, combater o problema, sendo debatido qual a contribuição que o setor terá no corte de emissões. Devido à necessidade de elevado financiamento e existência de problemas económicos, é difícil o aparecimento de reduções drásticas nas emissões [13]. Por outro lado, é complicado aplicar restrições aos transportes, uma vez que implica mexer com a liberdade de escolha das pessoas, que adotam o automóvel como meio de deslocação dentro e fora dos horários de trabalho [35]. Com isto e para que as soluções implementadas atinjam o seu objetivo é necessário intervir de forma, não só local, mas a nível internacional [36].

No setor do transporte europeu, surgiram diversas preocupações que não se restringem apenas ao seu impacto ambiental, mas também, à escassez e aumento dos preços dos combustíveis fósseis. Com os transportes europeus a dependerem quase exclusivamente dos derivados do petróleo, a Europa viu-se na necessidade de adotar medidas. Medidas de sustentabilidade que permitem o aumento da eficiência e independência sobre a importação de combustíveis, conjugadas com a diminuição das emissões de GHGs [37].

Está nos planos da EU, a diminuição das emissões em cerca de 80%, representando para os transportes um corte de 60% nas emissões [37]. Com isto procura-se limitar o aquecimento terrestre a 2°C em 2050.

Tendo em vista a diminuição das emissões provenientes dos transportes, existem diversas formas de combater o seu uso excessivo, nomeadamente no particular. Em [38] é abordado o aumento do uso de transportes públicos, permitindo a diminuição do tráfego, assim como o deslocamento por bicicleta ou a pé (para curtas distâncias). Por exemplo, segundo [35], em cidades como Osaka, Paris e NYC cerca de 60% da população usa transportes públicos ou outros meios de deslocação.

Para além de políticas de apoio ao uso de outros meios de transporte, existem outras formas de diminuir as emissões em excesso, como o aumento da eficiência dos motores [38], o aparecimento de biocombustíveis de segunda geração [39], alterações no comportamento de condução [40], aplicação de taxas sobre os combustíveis e emissões [13] [41].

Por fim, uma das soluções mais discutidas a nível internacional é o aparecimento dos EVs, como alternativa futura dos veículos convencionais de combustão interna. O tema é abordado de forma mais aprofundada na secção seguinte.

2.3 Veículo Elétrico

2.3.1 Evolução do Veículo Elétrico

Existem diversos tipos de EVs abordados por diversos estudos, alguns deles totalmente elétricos, e outros necessitam do auxílio dos combustíveis fósseis. No mercado existem assim vários

tipos de veículos que foram aparecendo ao longo dos anos e de forma mais ou menos evolutiva de máquina para máquina.

O aparecimento do conceito de Veículo Elétrico ao contrário do que se possa pensar, não é recente. Este tipo de veículo começou a ser desenvolvido no início do século XIX, culminando no aparecimento de vários meios de deslocação movidos a eletricidade, como a carroçaria desenvolvida por Morrisson em 1890 [42].

O EV começou por esta altura a ganhar popularidade, nomeadamente nos USA. Atingiu o seu auge de utilização de 28%, em prol de outros veículos como os veículos movidos a combustíveis fósseis entre 1880-1920 [43].

No entanto, vários fatores viriam a condicionar os EVs. Exemplo disso foi a introdução da produção em série do ICV por parte de Henry Ford em 1908, a descoberta de petróleo no Texas (USA) e o desenvolvimento de estradas que passaram a interligar os meios urbanos [43]. O EV que era até então visto como o meio de deslocação preferido, entrou em desuso por volta de 1935. Acabando praticamente por desaparecerem avanços tecnológicos ao nível do EV, iniciou-se uma era dominada por parte dos ICVs, levando à disseminação em massa deste tipo de veículos por todo o globo [42].

Com o passar dos anos e surgimento de várias crises petrolíferas, constatou-se em 1973 que o setor dos transportes estava fortemente dependente de combustíveis fósseis e da sua instabilidade. Várias empresas tentaram assim dar alguma visibilidade ao EV, como por exemplo, o lançamento do primeiro Rover Elétrico desenvolvido pela NASA, que acabou por andar na Lua, assim como outros desenvolvimentos por parte da General Motors (GM) neste campo. Apesar dos esforços os EVs apresentavam nesta altura algumas limitações ao nível do desenvolvimento das suas baterias elétricas, não permitindo o deslocamento a grandes distâncias [42] [43].

Finalmente com o aparecimento das preocupações ambientais na década de 90, surgem políticas de apoio à investigação do EV. Começa assim uma nova etapa que culmina com o aparecimento de EVs desenvolvidos a todos os aspetos, podendo mesmo discutir o mercado com os veículos convencionais [42].

O primeiro EV a ser produzido em grande escala foi lançado pela Toyota, o Toyota Prius [42], e consistia num veículo híbrido. Os veículos híbridos (HEVs) apresentam características de um ICV, ou seja, movidos através do consumo de combustíveis fósseis. No entanto, apresentam uma característica que os distingue do veículo convencional, a existência de uma bateria elétrica que alimenta um motor elétrico auxiliar ao motor de combustão. A bateria dos veículos híbridos é carregada através do motor de combustão ou com o auxílio de travagem regenerativa [43].

Outros tipos de veículos híbridos foram desenvolvidos, como o caso dos micro Híbridos (micro HEV), BMW Serie 1, e os Híbridos Intermédios (MHEV), Honda Insight, veículos que necessitam de motor de combustão interna e utilizam a travagem para levar energia a aparelhos no seu interior. Com o tempo foram lançados para o mercado outras gerações de HEVs, como os *Plug in Hybrid Electrical Vehicles* (PHEV), que permitem o carregamento das baterias através de uma fonte externa e o uso do modo totalmente elétrico em determinadas circunstâncias [43]. O BMW i8, caracterizado como um carro desportivo, utiliza este tipo de tecnologia PHEV [44].

Com o desenvolvimento das baterias, o principal problema dos EVs, foram aparecendo veículos movidos exclusivamente com recurso ao motor elétrico, alimentados a partir de energia elétrica, como é o caso dos BEVs [43]. Os BEVs têm sido desenvolvidos por diversas marcas como a Renault e a Tesla, que contam nas suas frotas com veículos elétricos puros, como o Renault Zoe [45] ou o Tesla S [46]. A Tesla, que tem sido um construtor de inovação a nível dos BEVs, pensa já no lançamento de pick-ups e até mesmo de camiões de transporte de mercadorias totalmente elétricos [47].

Para além dos veículos mencionados existem outros, os Range Extenders (REXs), como é o caso do BMW i3 REX [48], que utiliza como fonte primária energia elétrica, remetendo para segundo plano o motor de combustão (apenas utilizado para grandes distâncias) e os veículos de célula de combustível (FCVs), usando somente energia elétrica produzida com recurso a células de hidrogénio [43], como o Honda FCX Clarity [49].

Os veículos puramente elétricos (BEVs) são assim os únicos que permitem retirar todo o aproveitamento da energia elétrica para originar energia mecânica, e o único tipo de automóvel considerado completamente limpo.

A Figura 2.12 representa de forma esquemática e simplificada os elementos construtivos dos diferentes tipos de EVs existentes no mercado atualmente.

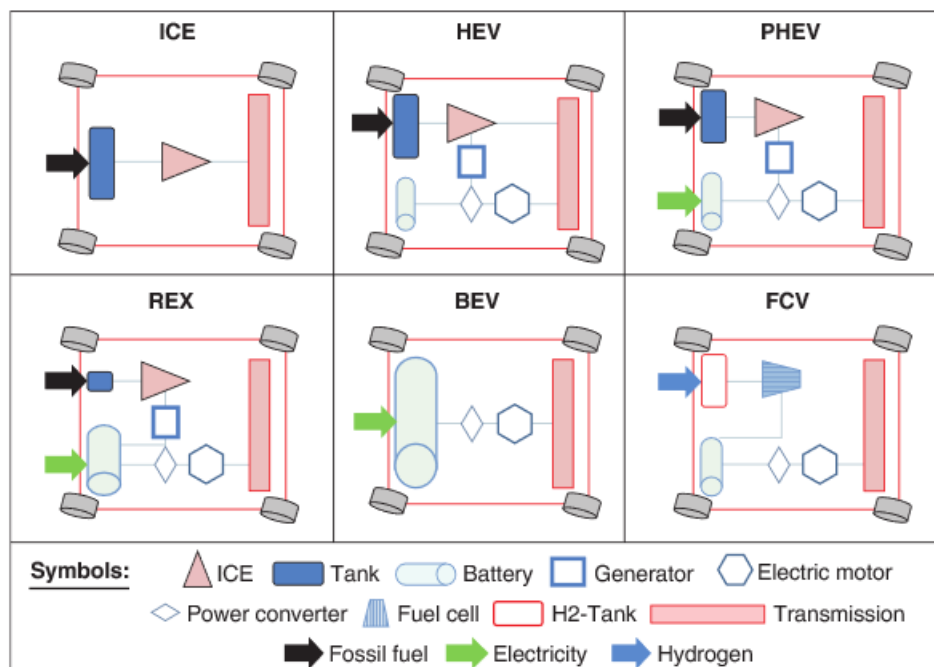


Figura 2.12: Modelos Construtivos dos Tipo de Veículos Elétricos [43]

2.3.2 Disseminação do Veículo Elétrico

Com o aparecimento das preocupações sobre o aquecimento global e políticas de combate ao aumento das emissões de CO₂, surgiram desenvolvimentos na tecnologia dos EVs que até então eram incapazes de desafiar o poderio dos ICVs. Iniciou-se uma mudança de paradigma no setor dos transportes, muito por culpa dos avanços que tem sido alvo o setor e os EVs, mais concretamente a nível das baterias elétricas.

Como referido, os EVs têm potencial para reduzir as emissões de CO₂ no transporte, mas para isso é necessário que a este novo tipo de transporte esteja associada uma elevada integração a nível Mundial.

Os EVs apresentam alguns fatores que limitam/incentivam esta introdução [14]:

- Custos avultados no investimento, quando comparados com os ICVs.
- Limitações das baterias, não permitindo que o veículo percorra grandes distâncias com um carregamento.
- Limitação de infraestruturas nos países, nomeadamente dos postos de carregamento.
- Os países apresentarem políticas e investimentos diferentes no apoio aos EVs.
- Diferenças de preços entre os combustíveis fósseis e a eletricidade.
- São considerados como a alternativa mais promissora aos ICVs para mitigar o números de emissões no setor.

Os custos de aquisição dos EVs, é hoje em dia um fator a ter em conta quando comparado com um ICV. A isto deve-se em grande parte o facto do ramo das baterias ainda não estar desenvolvido ao ponto de tonar os EVs competitivos em relação aos ICVs.

Existem diferentes baterias no mercado, com a bateria de íões de lítio a ser a vertente mais utilizada. As baterias representam nos EVs de hoje, entre 23% e 58% do custo total do veículo, com preços entre os 600-800 *euros/kWh*, uma fatia significativa que aumenta consoante a potência do veículo [43].

Para além seu custo, as baterias representam outros problemas para os EVs, como o peso e a baixa densidade energética, não permitindo um grande alcance sem novo carregamento.

Contudo, a longo prazo, o mercado das baterias acabará por se desenvolver ao ponto de tornar os EVs interessantes economicamente. Estima-se que entre 2020 e 2030 o preço das baterias passe para 150 ou 200 *euros/kWh*, encurtando espaços para os ICVs [50] [51].

A Figura 2.13, mostra as alterações sofridas no ramo das baterias dos EVs, nomeadamente nas baterias dos veículos PHEV e BEV, apresentando uma estimativa do estado atual das baterias de alguns fabricantes, como a General Motors e a Tesla.

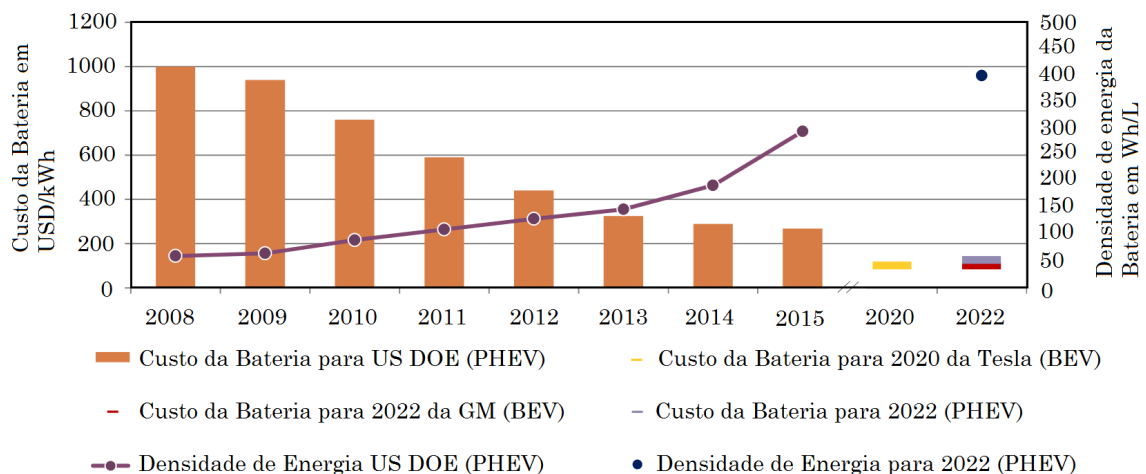


Figura 2.13: Evolução das Baterias para PHEVs e BEVs [52]

O estudo levado a cabo pela US DOE (US Department of Energy), indica que desde 2008 se deu uma queda de 73% no preço das baterias dos veículos PHEV, e segundo o qual se espera que em 2022 as baterias apresentem valores na ordem dos 125 USD/kWh. Para a General Motors e a Tesla, que possuem EVs puros como os BEVs, espera-se conseguir valores de 100 USD/kWh, em 2020 e 2022 [52].

Com a evolução das baterias espera-se também um aumento da sua densidade energética, associada a uma descida do preço. O US DOE estipula um objetivo de 400 Wh/L em 2022, tornando assim o EV competitivo [53].

Um caso de sucesso é o Tesla S [46], que apresenta alcances de 450 km com um carregamento. A Tesla pretende assim deixar de parte o problema do alcance dos veículos, no entanto o seu elevado preço ainda é um entrave.

Outro fator que pode levar ao aumento da disseminação de EVs é o aparecimento e o aumento de estruturas de carregamento. Visto como um grande problema, as estruturas de carregamento têm de ser desenvolvidas e colocadas em pontos estratégicos, como acontece com os pontos de abastecimento dos ICVs. Os postos de carregamento dos EVs devem ser colocados, por exemplo, perto ou no interior (estrutura privada) das habitações, em locais de trabalho e em parques de estacionamento [50].

Segundo dados do relatório "Global EV Outlook 2016", as estruturas de carregamento estão distribuídas em alguns dos países a nível mundial, como mostra a Figura 2.14. Em 2015 existiam aproximadamente 1.45 milhões de estruturas deste tipo, com o número de postos de carregamento a aumentar ao longo dos anos, mais concretamente a nível das estruturas de carregamento privadas. Já se nota também, um crescimento a nível dos postos de carregamento públicos, que está relacionado com o aumento de EVs no mercado [52].

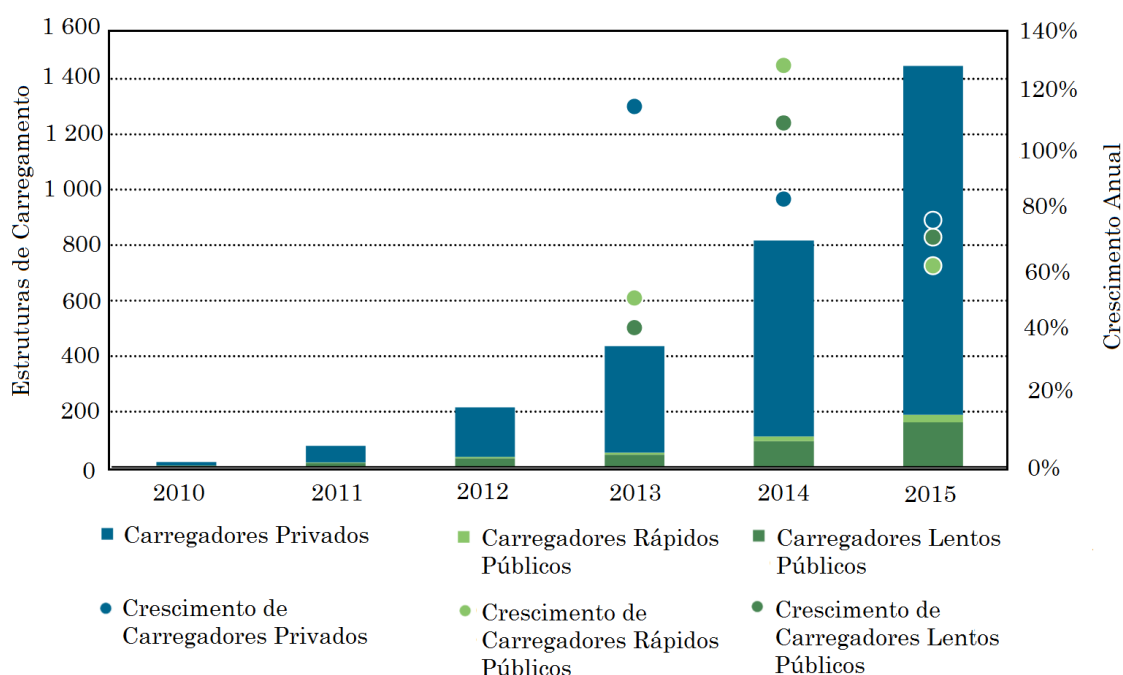


Figura 2.14: Evolução das Estruturas de Carregamento, 2010-2015 [52]

No caso da Noruega, em 2013, 85% das pessoas conseguiam carregar o seu veículo durante a noite nas suas garagens ou em parques de estacionamento. Cerca de 10% tinham acesso a carregamentos no apartamento onde viviam. Aproximadamente 95% dos portadores de EVs conseguiam carregar o seu veículo enquanto estavam em casa durante a noite. Por outro lado, cerca de 59% dos inquiridos conseguiam aceder a postos de carregamento nos seus trabalhos e 48% em estações públicas. Em 2013 na Noruega existiam cerca de 23 520 postos de carregamento e 13 000 EVs, um rácio de 1,8 postos de carregamento por veículo [54].

Apesar das dificuldades e barreiras que se apresentam aos EVs, e com o intuito de levar a cabo uma integração em massa de veículos elétricos são feitas algumas intervenções governamentais a nível dos incentivos ao investimento por parte dos consumidores. É através deste tipo de políticas que o EV poderá chegar ao ponto de competir com os ICVs [51].

Segundo [51], para fazer o EV competitivo, algumas medidas terão de ser tomadas, como por exemplo incentivos financeiros, isenção de taxas, circulação livre, estacionamento grátis, estações de carregamento grátis ou a livre circulação no centro da cidade.

Dependendo do país foram abordadas algumas iniciativas para o incentivo ao uso de veículos elétricos. Na Noruega são usadas medidas, como a isenção do imposto sobre veículos automóveis, livre circulação em todas as estradas do país sem custos associados, o uso de faixas exclusivas para autocarros e o estacionamento livre de pagamento [54]. Estas medidas permitiram uma integração de 23% a nível interno de EVs. Em Portugal, o mapa automóvel de EVs está situado em valores de 0,2%, apresentando políticas de incentivo, como rebates no registo/venda, isenções de taxas de venda e circulação [52].

Através dos incentivos e desenvolvimentos já realizados, a introdução deste novo tipo de transporte tem vindo a aumentar, como mostra a Figura 2.15. Em 2015 o setor contava com cerca de 1.26 milhões de EVs, com uma evolução significativa do stock de BEVs e PHEVs nos principais países mundiais.

Na Europa onde estavam localizados cerca de um terço do total dos EVs, a Holanda contabilizava 23%, seguida pela Noruega com 18%, França, Alemanha e Reino Unido. Os restantes veículos estavam distribuídos pela Ásia e América do Norte (USA), representando os restantes dois terços de EVs [52].

Apesar dos esforços, os EVs ainda não representam uma fatia significativa no setor dos transportes, representado 0,1% do número total de veículos [52].

2.3.3 Veículo Elétrico e o Meio Ambiente

Fazendo parte da solução, os EVs enquanto veículos movidos a eletricidade contribuem para a diminuição das emissões, porém, durante o seu ciclo de vida podem apresentar elevadas taxas de emissão de GHGs.

Isto porque os EVs e o seu impacto ambiental dependem fortemente do mix energético do país onde está inserido. Estudos, como os realizados em [1] e [12], revelam que existe uma ligação entre o mix energético e o impacto ambiental dos EVs.

Segundo [12], os ICVs estão a atingir os seus limites tecno-económicos, quando se refere à diminuição de emissões de gases GHGs, dando assim espaço para a introdução do EV. Contudo é preciso ter em atenção que, apesar dos BEVs contribuírem para 0% de emissões, enquanto meio de transporte, o mesmo não acontece durante todo o seu ciclo de vida. O autor refere que no ciclo

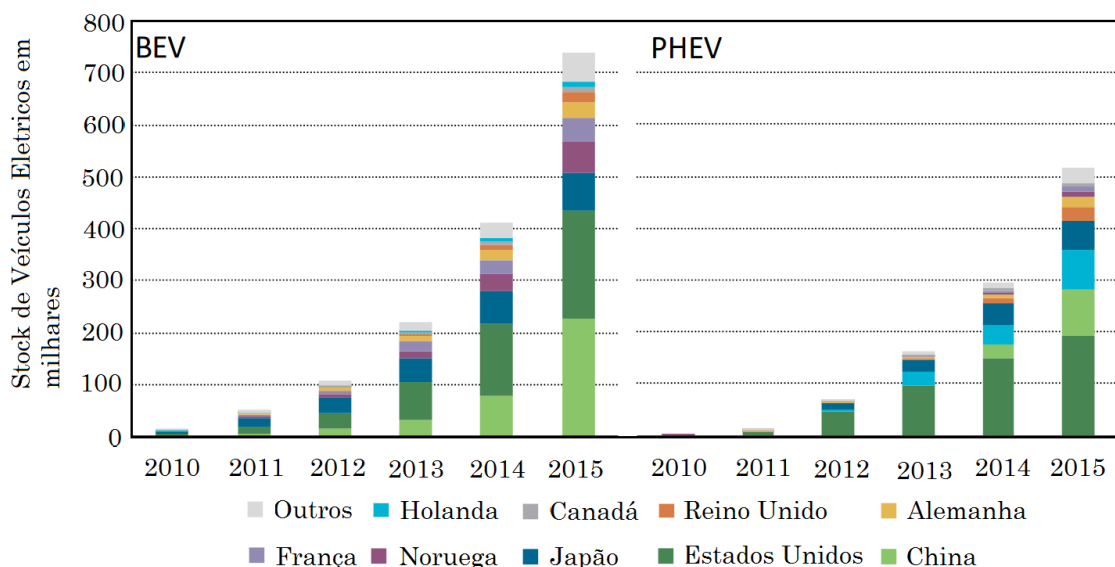


Figura 2.15: Evolução do Stock de Veículos Elétricos, BEVs e PHEVs, 2010-2015 [52]

de vida de um EV, o número de emissões associadas, podem ser superiores ao número de emissões de um ICV.

A este impacto deve-se o setor de produção de energia que alimenta as baterias dos veículos através do SEE. O setor, como foi referido na secção 2.2, é dominado por combustíveis fósseis tornando-se responsável por grande parte das emissões. Os EVs, ainda que indiretamente, contribuem para o número de emissões de CO₂, números que aumentam com o aumento veículos.

É possível concluir que os EVs e as suas emissões dependem em muito do tipo de energia primária e que apenas um mix com um elevado grau de RES permitirá uma redução das emissões no setor dos transportes. Enquanto solução promissora para o combate ao aquecimento global, os EVs não são por si só resposta para uma redução significativa das emissões, é necessário promover alterações no mix energético mundial [14].

2.4 Impactos na Rede de Distribuição com o Carregamento de Veículos Elétricos

Com o aumento do número de EVs que têm como principal fonte de energia o sistema elétrico de distribuição, BEVs e PHEVs, prevê-se a ocorrência de sérios problemas a nível da rede elétrica uma vez que esta não foi planeada com o intuito de alimentar energeticamente as baterias destes veículos [55].

No entanto, os veículos também podem trazer benefícios para a rede através do modo V2G (*Vehicle-to-Grid*), assim como auxiliar a integração de RES no SEE [55].

A secção seguinte tem como objetivo, analisar os impactos de uma elevada concentração de BEVs e PHEVs na estrutura do SEE, nomeadamente nas redes de distribuição.

2.4.1 Problemas na Rede de Distribuição com a Introdução um Elevado Número de BEVs e PHEVs

Um elevado número de BEVs e PHEVs a carregar a partir da rede de distribuição, afeta o nível de carga, a performance e a eficiência da rede [55] [56]. Pequenas quantidades destes veículos, podem traduzir-se em pequenos problemas na rede, contudo a necessidade de diminuição do CO₂ aumentou a popularidade do EV no setor dos transportes. A possibilidade do aparecimento de elevadas quantidades de EVs podem levar ao surgimento de diversos problemas na rede, problemas esses que põem em causa todo o sistema de distribuição de energia [57].

A este nível, tornou-se essencial um aumento de pesquisas e estudos sobre os efeitos que possam ocorrer aquando do aumento de EVs [58].

Os EVs podem trazer para a rede problemas como os relatados em [55], [56], [59] e [60]:

- Alteração da Estabilidade da Rede.
- Aumento da Carga a ser Alimentada.
- Alteração no Nível de Tensão.

- Distorção Harmônica.
- Aumento das Perdas do Sistema.
- Degradação dos Componentes do SEE, como o aumento da temperatura nos transformadores de distribuição.

2.4.2 Alteração da Estabilidade da Rede

Com a introdução de EVs na rede, espera-se que a rede se comporte de forma diferente aquando da ocorrência de uma falha, como por exemplo um curto circuito trifásico. Existem vários estudos que analisam o tema como [61] e [62].

O. C. Onar et al., [61], analisam a estabilidade de uma rede que alimenta um bairro com 20 residências. Os autores fazem uma análise aos geradores que fornecem energia à rede, analisando a velocidade do rotor e desvios após a ocorrência da falha. Realiza para isso dois cenários com PHEVs e sem PHEVs. *O. C. Onar et al.* concluem que uma rede com PHEVs, tem tendência a ser mais instável na magnitude dos desvios da velocidade do rotor e apresenta uma maior duração da instabilidade após a ocorrência da falha.

Por outro lado, em [63], *M. E. Chehaly et al.* realizam uma análise aos PHEVs como auxílio para a melhoria da estabilidade da rede, através da capacidade de funcionar em V2G. Os autores apresentam algumas vantagens de usar o veículo neste modo, concentrando-se no aspeto do veículo em se apresentar como uma fonte de energia auxiliar para estabilizar a tensão dos barramentos após a ocorrência de uma falha, melhorando assim a estabilidade da rede.

2.4.3 Aumento da Carga

O aumento do diagrama de carga diário pode ocorrer por exemplo, através da adição de carga extra proveniente dos PEVs à carga diária de uma área residencial. Este aumento substancial da carga pode assim atingir limites, especialmente nas horas de pico, para o quais a rede de distribuição poderá não estar preparada, originando problemas de abastecimento [55] [64]. A adição de carga extra pode trazer duas consequências para a rede: o aumento da carga nos *feeders* das redes e o aumento da capacidade necessária das centrais para o abastecimento desse aumento de carga [65].

Z. Wang et R. Paranjape em [66], analisam o aumento da carga na rede devido ao carregamento dos veículos. Para prever os horários de carregamento dos EVs utilizados pelos utilizadores, os autores utilizam uma função de probabilidade, constatando que os períodos de carregamento coincidem com os períodos de pico da rede, dando-se um aumento substancial da carga.

É importante referenciar que, segundo os hábitos atuais da população em geral, os carregamento dos EVs terão início aquando da chegada dos seus proprietários a casa, ou seja, entre as 18-20 horas. O início do carregamento coincide assim, com um dos picos já existentes num diagrama de cargas mesmo sem EVs [59].

Por outro lado, Z. Wang et R. Paranjape, propõem uma estratégia de carregamento, que aloca os carregamentos dos EVs para horas fora de pico, com base no uso de um algoritmo que utiliza as tarifas de eletricidade. Dá-se assim a possibilidade de poupanças a nível de custos, e ao mesmo tempo os carregamentos são alocados para períodos onde a rede não esteja a ser totalmente utilizada.

Outros estudos foram realizados, relativamente ao aumento da carga diária resultante da introdução dos EVs, como em [67], onde é realizada pelos autores uma análise sobre os impactos futuros que terá a introdução de PHEVs na rede em estudo. São realizados vários cenários, com PHEVs e sem PHEVs, considerando uma utilização de 10% em 2020. A análise revela que surge um aumento de 0,8% na carga da rede analisada, sendo suficiente a adição de uma nova fonte de produção para suprir a carga suplementar.

2.4.4 Alteração no Nível de Tensão

Os EVs podem muitas vezes levar à ocorrência de alterações a nível da tensão dos barramentos.

A introdução de EVs traduz-se por um aumento de trânsito de potência nas linhas da rede, e com isso o aumento de quedas de tensão de barramento para barramento. Existem diversas formas de controlar a queda de tensão, por exemplo com o auxílio de OLTC (*On-Load Tap Changer*) ou baterias de condensadores. No entanto, com um elevado número de EVs poderá ser bastante difícil manter as tensões dos barramentos nos limites indicados. Este fenómeno pode assim afetar significativamente o último barramento que, para o caso de uma rede de distribuição, é o consumidor final, trazendo complicações na qualidade do serviço [68].

Vários artigos abordam a questão da queda de tensão com introdução de EVs. Na referência [69], os autores avaliam os impactos que um carregamento descontrolado de PEVs pode causar na rede de distribuição. O estudo é realizado num sistema de distribuição do Canadá, e utiliza dois cenários de carregamento dos veículos, rápido e lento, com diferentes concentrações de PEVs. A simulação revela que para ambos os cenários e diferentes níveis de PEVs, ocorrem violações nos limites das tensões dos barramentos.

Sergejus Martinenas et al. realizam um estudo em [70], onde é avaliada a qualidade de tensão numa rede BT trifásica, recreada em laboratório. A rede é caracterizada por estar ligada a uma carga resistiva, simulando o consumidor final. Adicionalmente a rede apresenta uma fonte de RES e postos de carregamento para EVs. O estudo levado a cabo, avalia experimentalmente a evolução das tensões nas fases da rede sobre um determinado número de EVs. Para avaliar o comportamento da tensão da rede, são analisados diversos cenários, que advêm de um método de controlo introduzido pelos autores (carregamento descontrolado e controlado), baseado no controlo da corrente de carga das baterias. Sergejus Martinenas et al. referem que, com a introdução descontrolada de EVs, ocorrem problemas ao nível da queda de tensão no consumidor final em todas as fases da rede, especialmente para redes de baixa tensão não balanceadas e com longos *feeders*.

Outro estudo realizado por J. Garcia Villalobos et al., permite concluir o mesmo que o estudo anterior. Através do caso de estudo em [71], é analisada uma rede de baixa tensão na Dinamarca, mais concretamente na cidade de Borup. É avaliada a introdução de PEVs na rede de distribuição

composta por vários *feeders*, sendo analisados diferentes cenários de utilização veículos distribuídos pela rede, atingindo os 90%. Segundo o *J.Garcia Villalobos et al.*, o barramento mais distante do posto de transformação sofre bastante a nível da qualidade de tensão, devido a um carregamento descontrolado dos PEVs.

Em relação ao uso de EVs, existem outros estudos relevantes para o caso da queda de tensão na rede como [72] e [73].

2.4.5 Distorção Harmónica - THD

Como o aparecimento de postos de carregamento, públicos e privados, para o carregamento das baterias, dá-se o aumento da injeção de harmónicos na rede. Muito por culpa do posto de carregamento que é composto maioritariamente por eletrónica de potência, caracterizada por comutações que introduzem harmónicos [59].

A rede do SEE é caracterizada por operar com tensão de onda sinusoidal a potência nominal, assim, com a introdução de cargas não lineares como os carregamentos de EVs, são introduzidos harmónicos e alguns problemas ao nível dos componentes da rede podem aparecer.

São feitas diversas referências ao estudo do impacto da introdução de harmónicos na rede, por parte das estações de carregamento como [74] e [75].

Y.Xu et al. através da referência [74] fazem um estudo técnico do carregamento dos EVs no sistema de distribuição, analisando o THD (*Total Harmonic Distortion*) com auxílio de um *software* PSCAD e uma rede IEEE-34, baseado no sistema do Arizona.

São realizados vários cenários ao longo do estudo com o intuito de analisar o impacto dos harmónicos, como por exemplo cenários de carregamento de EVs perto de uma fábrica ou perto de um transformador. O estudo refere que junto à fábrica, o número de EVs é um fator dominante no aumento do THD, mas não o único, dando-se um maior aumento da distorção harmónica nos pontos mais próximos dos postos de carregamento.

Relativamente aos postos de carregamento perto do transformador, este irá sofrer com introdução de harmónicos ao ponto de diminuir o seu tempo de vida útil, devido ao aumento do valor eficaz das correntes.

R.Misra et al. apresentam uma solução para a redução da distorção harmónica devido à introdução dos postos de carregamento dos PEVs em [75]. A solução passa pela introdução de Geradores Eólicos (WGs), reduzindo o impacto dos PEVs, desenvolvendo um modelo para a análise dos PEVs e dos WGs. Do estudo retiram que pequenas concentrações de PEVs não influenciam em demasia a distorção harmónica, mantendo-se dentro dos limites estipulados. No entanto, elevadas integrações de veículos levam a distorções na corrente e tensão, que podem ser colmatadas com o dimensionamento e colocação apropriada dos WGs.

2.4.6 Alteração das Perdas do Sistema

Com a inserção de EVs e consequente aumento do trânsito de potências que circulam na rede, é natural que se dê o aumento das perdas do sistema. São alguns os artigos que fazem referência

ao aumento das perdas do sistema de distribuição, com o aumento dos EVs, como [69] e [76]. Outros artigos referem-se à introdução de EVs, como forma de minimizar as perdas do sistema, através de uma alocação ótima ou de coordenação das cargas representativas do carregamento dos veículos como [77] e [78].

Luis Pieltain Fernandez et al. analisam através da referência [76], entre outros problemas, o aumento das perdas com a introdução de PEVs. O artigo faz a análise entre duas áreas, com tipos de carga distintos (residencial e industrial), onde são aplicados três cenários de EVs. Relativamente ao estudo das perdas, no cenário de máxima concentração de veículos, verificou-se um aumento de 40% nas horas de vazio. O aumento das perdas do sistema, é também estudado por *E. Akhavan-Rezai et al.* em [69], testando uma rede de distribuição no Canadá. Para este caso foram analisados dois modos de carregamento, sendo que o modo de carregamento rápido apresenta maiores consequências a nível das perdas e outros problemas para a rede de distribuição.

Por outro lado, os autores *M. Mazidi et al.*, realizam em [78] um estudo onde é abordado o carregamento controlado de PHEVs de forma centralizada, em parques apropriados. Um algoritmo de otimização das perdas do sistema, é aplicado a uma rede IEEE-34, onde se observa que através de um carregamento controlado e otimizado é possível, com os PHEVs, diminuir as perdas do sistema.

Em [77], *H. Nafisi et al.* abordam o problema de minimização das perdas, com recurso aos modos de ligação à rede dos PHEVs, V2G e G2V (*Grid-to-Vehicle*), utilizando assim o carregamento e descarregamento das baterias dos veículos. É apresentado um modelo de otimização das perdas, introduzido numa micro-rede com diferentes níveis de PHEVs até 90%. Do estudo resulta que com o auxílio do algoritmo e dos modos de funcionamento dos PHEVs, é possível uma diminuição das perdas mesmo com um elevado número de veículos.

2.4.7 Influência dos EVs no Envelhecimento do Transformador (LOL)

Um grande número de EVs a carregar na rede pode implicar, como foi referido anteriormente, um aumento excessivo nas cargas a que estão sujeitos os sistemas de distribuição e transmissão. Este aumento de veículos traz assim consequências para elementos das redes, como os transformadores [79]. No Capítulo 3, serão discutidas as implicações que os aumentos de carga podem trazer para o transformador, nomeadamente o seu envelhecimento precoce, devido à deterioração do isolamento. Na área científica, vários artigos preveem o aumento das cargas devido aos EVs, assim como o envelhecimento precoce dos transformadores.

Ghazal Razeghi et al. analisam uma área residencial, composta por 10 residências e uma concentração de 45% de PEVs, onde é verificado o efeito da adição de carga extra proveniente dos PEVs nos transformadores. Introduzem o estado de carregamento dos PEVs (SoC), considerando que os veículos não chegam totalmente descarregados no momento do carregamento. São ainda considerados dois tipos de carregamentos, o carregamento fora de horas de pico e o carregamento no momento de chegada a casa dos consumidores. Os autores indicam que através do estudo se verifica um acréscimo da carga do transformador, atingindo valores próximos aos limites estipulados para transformadores de distribuição, levando ao envelhecimento do transformador [80].

Alonso *et al.* em [81], abordam uma rede de BT, situada no sistema de distribuição espanhol, com integração de diferentes níveis de EVs. Os autores analisam do ponto de vista do transformador de subestação da rede, o impacto de vários tipos de carregamentos (descontrolado e controlado) na carga. Com o carregamento descontrolado, a carga do transformador ultrapassa os seus limites técnicos acelerando o seu envelhecimento. No entanto, os autores desenvolvem um esquema inteligente, onde é executada a gestão do carregamento das baterias dos EVs através do modo V2G, que permite diminuir o stress e a perda de vida útil do transformador.

Do ponto de vista de sistemas eletricamente isolados, como tópico a ser analisado mais adiante, R. Godina *et al.* analisam o impacto do carregamento dos EVs nos transformadores de sistemas elétricos insulares isolados, nomeadamente uma ilha do Arquipélago dos Açores em [58], [82], [83], [84], [85], [86] e [87]. São efetuados vários testes para a análise do envelhecimento do transformador, a nível industrial e residencial. Em [82], R. Godina *et al.* efetuam um algoritmo de mitigação do impacto dos EVs no transformador, consistindo na avaliação do estado de carga do transformador e SoC das baterias dos EVs. O algoritmo aloca o carregamento das baterias em intervalos de 15 minutos, avaliando em seguida o estado do transformador.

Por fim, os autores de estudos como [88], [89], [90], [91] e [92], analisam também o envelhecimento dos transformadores. Através de uma análise à deterioração do isolamento do transformador, usam as normas "Loading Guide for Oil -Immersed Power Transformers (IEC 60354)" e "IEEE Guide for Loading Mineral Oil Immersed Transformers (Std. C57.91-1995 e Std. C57.91-2011)" para o cálculo da perda de vida útil. Apresentam propostas para a diminuição do impacto dos EVs na carga da rede e no consequente envelhecimento dos transformadores. Estas propostas passam essencialmente por métodos como o carregamento inteligente das baterias dos veículos com diferentes algoritmos, ou, através do escalonamento dos carregamentos para horas fora dos picos de consumo.

Porém nenhum destes estudos abordam a introdução de micro-geração e RES como solução para o carregamento dos EVs e consequente diminuição dos problemas da rede. Fator que é introduzido no tópicos seguintes.

2.5 Ilhas Eletricamente Isoladas

Estando cada vez mais no encalço de estudos a nível industrial e académico [93], as Ilhas são consideradas os "laboratórios" para o estudo de elevados níveis de RES e EVs [94], permitindo provar a viabilidade tecno-económica da implementação de produção dispersa pela rede [95].

Ocupando um sexto da área total da superfície terrestre, existem cerca de 50 mil ilhas que albergando 740 milhões de pessoas [93]. Maioritariamente isoladas dos continentes, por meio de oceano, necessitam assim de recorrer a uma gestão dos seus recursos de forma sustentável. A questão de gestão dos recursos é de extrema importância para as Ilhas, no entanto apresentam várias limitações, como a própria escassez dos recursos de Ilha para Ilha, a incapacidade de atingir uma economia de escala, alterações constantes da população devido ao turismo, custos elevados

de infraestruturas, distâncias para o continente mais próximo e as constantes alterações dos climas e micro-climas [94].

Estas limitações levam ao aparecimento de graves problemas para a sustentabilidade económica da Ilha, como por exemplo: a dependência nos transportes marítimos para o acesso aos mercados continentais, a dependência das Ilhas nos preços dos combustíveis fósseis, a gestão de resíduos e o sobre-dimensionamento de infraestruturas para acolhimento sazonal do Turismo [94].

A economia das Ilhas está dependente de praticamente três atividades: o Turismo, a Agricultura e a Pesca. No entanto pouco dependentes da Indústria, devido às suas características de sistemas isolados.

Economicamente as Ilhas dependem praticamente do Turismo, representando 70% da sua economia. Depende da sazonalidade, com épocas de baixa procura como no Inverno. Esta sazonalidade leva a que grande parte do tempo, as infraestruturas sejam sobre-dimensionadas. Isto reflete-se por exemplo no SEE das Ilhas, estando sobre-dimensionado grande parte do tempo.

Para além do sobre-dimensionamento de infraestruturas, as Ilhas apresentam outras dificuldades devido à atividade Turística, como a grande dependência de combustíveis fósseis. Nas épocas turísticas com o consumo energético a aumentar drasticamente, ocorre um aumento do consumo de combustíveis, tornando a economia das Ilhas bastante dependente dos preços destes, agravada pelas outras duas atividades. A importação de bens para as três atividades está fortemente dependente do transporte marítimo e dos combustíveis fósseis que apresentam elevados custos [94]. O preço dos combustíveis nas Ilhas são 3 a 4 vezes maior do que no Continente [93].

Por outro lado, o aparecimento das questões ambientais é também de grande importância para os sistemas isolados. As Ilhas serão provavelmente o sistema que mais irá sofrer com as alterações climáticas [95] [96]. Por exemplo, com o aumento do nível do mar pensa-se que ilhas como as Maldivas e as ilhas Salomão fiquem submersas [97], assim como o aumento do aparecimento de alterações climáticas graves, furacões, tempestades e o desaparecimento de ecossistemas. Sabe-se que se encontram submersas ou parcialmente submersas algumas ilhas do arquipélago das Ilhas Salomão, devido ao aquecimento global [98].

É urgente o aparecimento de energias renováveis no mix energético das Ilhas, para a diminuição do número de emissões de GHGs, e para a diminuição da dependência em relação aos combustíveis fósseis. As Ilhas são assim um caso de estudo no aparecimento das energias renováveis, apresentando uma vasta exposição aos recursos naturais, dos quais as energias renováveis provêm [95] [96].

Contudo, as Ilhas enquanto sistema insular isolado, apresentam uma estrutura elétrica mais frágil do que o Continente. Isto devido a um número bastante inferior de centrais de produção e de interligações que tornam o sistema elétrico de energia menos fiável. Com a introdução de fontes de energia renovável, devido aos seus locais de produção serem dispersos pela rede, é previsível que ocorram graves problemas na rede como o aumento da instabilidade, quedas de tensão abruptas e problemas de abastecimento [94]. Vários estudos foram realizados em [94], [99], [100], [101] e [102], onde são analisadas o panorama atual das RES e a sua integração nas Ilhas.

Com a imprevisibilidade das RES, nasce outro problema relacionado com a volatilidade deste tipo de energia que poderá não estar disponível no momento de consumo. Por outro lado, as emissões no setor dos transportes das Ilhas não serão resolvidas com a introdução no mix energético de fontes de energia renovável. Posto isto, uma das soluções viáveis para estes dois pontos, seria a introdução de EVs, possibilitando a diminuição das emissões nos transportes e o armazenamento da energia por parte das baterias dos veículos [103].

Da mesma forma que as RES, a introdução de EVs podem trazer graves problemas para as redes (secção 2.4.1), especialmente em redes com as características de uma rede isolada. Um número elevado de carregamentos de EVs, pode trazer consequências se a rede não estiver preparada em termos de segurança e capacidade, pelo que as Ilhas são vistas como objetos de estudo aquando de uma introdução descontrolada de EVs [58].

2.6 Energia Fotovoltaica e o Carregamento de EVs

Com aparecimento dos EVs vários estudos relacionados com o uso de micro-geração PV, relatam a capacidade destes dois elementos se poderem complementar. Esta conjugação advém do uso de instalações solares fotovoltaicas, para auxiliar a rede nos problemas que possam surgir com o aumento de EVs. Para o operador da rede a integração tanto de EVs como PVs, juntos ou separados, tem de ser efetuada com algum cuidado, podendo caso contrário ser posta em causa a fiabilidade e estabilidade da rede. Do ponto de vista dos EVs o problema reside principalmente no aumento da carga a que a rede está sujeita, sendo que do ponto de vista dos PVs o problema esta relacionado com a sua imprevisibilidade [104].

Esta secção tem assim como objetivo efetuar uma breve análise ao estado das instalações fotovoltaicas, na Europa e no Mundo. Assim como, uma pesquisa científica de estudos relacionados com o uso de PVs para mitigar as adversidades colocadas à rede com a introdução de EVs, nomeadamente no envelhecimento precoce dos transformadores.

2.6.1 Energia Fotovoltaica na Europa e Mundo

Segundo o relatório *"Global Market Outlook for Solar Power 2016-2020"* [105], a geração fotovoltaica apresentava-se em 2014 com uma capacidade de 178 GW instalados a nível mundial, continuando a apresentar números de crescimento em 2015, chegando aos 229 GW. A nível Europeu, apesar de se ter dado uma queda no investimento, a capacidade instalada rondava nos finais do ano de 2014 cerca de 88 GW, capacidade superior à de países como os USA, China e Japão. Na Figura 2.16, é possível observar a evolução que se deu nas instalações deste tipo de energia, sendo a Europa o principal contribuidor. Nos anos de 2014 e 2015 foram instalados a nível mundial cerca de 40 GW e 50 GW de energia fotovoltaica, devido maioritariamente ao desenvolvimento de mercados como a Ásia e Américas, número que aumentou em 2016 com 75 GW de novas instalações. A China foi o principal contribuidor, com cerca de 34,54 GW, tornando-se no país com maior capacidade de energia solar fotovoltaica a rondar os 78 GW [106] [107].

Na Europa o conjunto dos países europeus apresenta a maior capacidade instalada, sendo que ao longo dos últimos anos se tem observado uma diminuição de novas instalações. Nos anos de 2014 e 2016 o cenário de novas instalações era dominado por países como o Reino Unido, seguido pela Alemanha e pela França. No entanto, a Alemanha domina em termos de capacidade acumulada desde 2000, com 38,235 MW no ano de 2014 e 41,2 MW em 2016. Na Figura 2.17, é possível observar a evolução da capacidade instalada de 2000-2015, em relação aos países da União Europeia. A Europa apresentava em 2015 uma capacidade instalada de 97 GW [105] [106] [107].

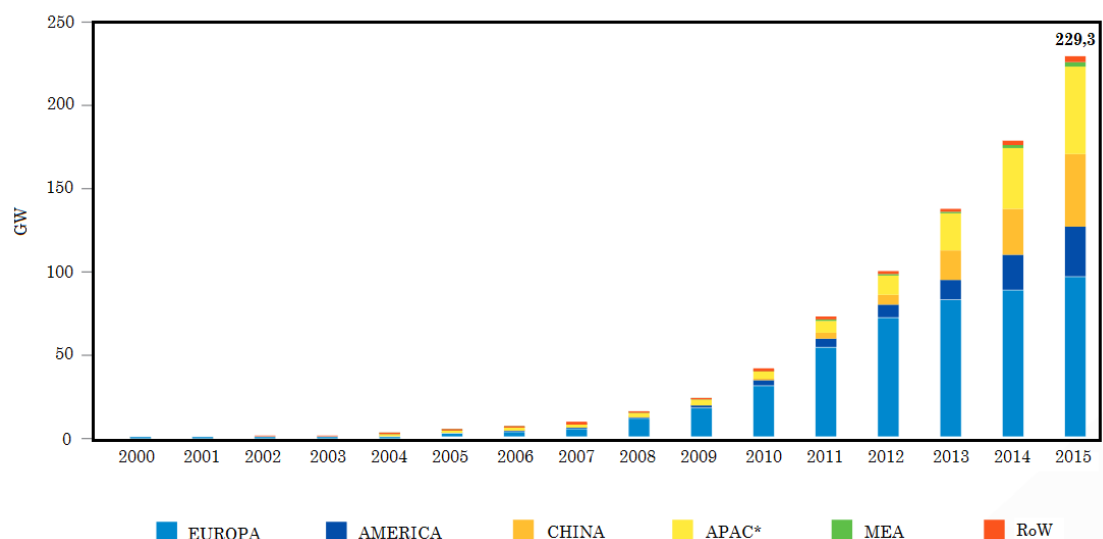


Figura 2.16: Evolução da capacidade Global de PV, 2000-2015 [105]

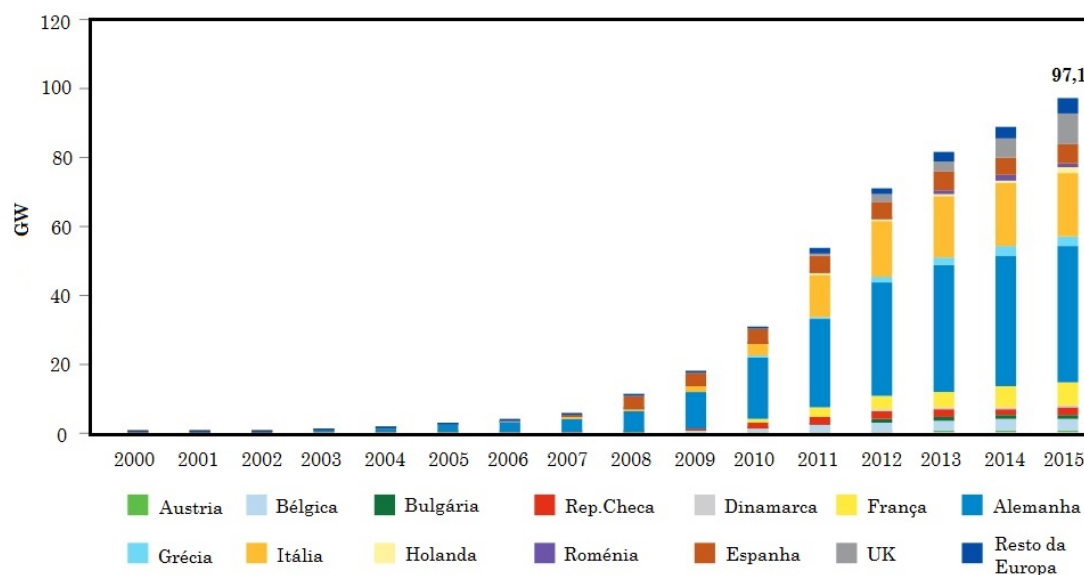


Figura 2.17: Evolução da capacidade Europeia de PV, 2000-2015 [105]

A energia solar fotovoltaica cobre mais de 1,8% da energia global, com uma capacidade instalada de 303 GW em 2016, tornando-se cada vez mais uma aposta segura no ramo da energia, podendo chegar aos 540 GW em 2019 com a diminuição constante dos preços de investimento que em menos de 10 anos desceram cerca de 75% [105] [106].

2.6.2 Introdução ao PV como Tecnologia de Auxílio no Carregamento dos EVs

Com as instalações de PVs, caracterizadas por uma elevada volatilidade e de difícil despacho em determinados períodos de pouca procura (levando a inversões no fluxo de potências) [108], *Pedro Nunes et al.* afirmam que faz sentido o acoplamento destas instalações com os EVs, na rede ou fora dela, uma vez que os EVs podem ser representados por cargas controladas com capacidade de armazenamento, ou então impõem à rede elevados níveis de carga [104] [108]. Por um lado, os EVs auxiliam a rede nas instalações de PVs, no momento de manter o equilíbrio de procura e produção de energia, possibilitando o despacho da energia produzida em excesso. Por outro, a presença de produção PV, possibilita um aumento da introdução de carregamentos de EVs na rede, uma melhoria da pegada ecológica e por fim uma redução da dependência dos EVs sobre a rede. A facilidade de inclusão de PVs no meio urbano, é também uma vantagem no uso destas instalações para o carregamento das baterias dos EVs, podendo ser usadas como fonte de energia nas infraestruturas de carregamento das baterias dos veículos [104] [109] [110].

M. J. E. Alam et al. estudam em [111] a capacidade de utilização das baterias dos PEVs, para ajudar a rede nos problemas causados por um elevado número de instalações PV. Através do modo V2G e de uma estratégia de controlo dinâmica dos PEVs, as baterias são usadas para armazenar energia proveniente dos PVs nos períodos em que a produção de energia é superior ao consumo. Posteriormente a energia armazenada é injetada na rede em períodos de elevada procura e pouca produção. Com isto é possível controlar alguns dos problemas causados pela micro-geração PV, como aumentos de tensão na rede durante os períodos de elevada produção ou para suporte da rede aquando de uma elevada procura. A estratégia de controlo é testada usando uma rede de distribuição do sistema Australiano, com dados reais de PV e PEV, ocorrendo uma melhoria significativa dos problemas relatados e ajudando os PEVs a mitigar os impactos dos PVs na rede.

Em contrapartida, *M. Brenna et al.* [112] analisam o potencial de usar instalações PV, como fornecedores de energia para o carregamento de EVs. Para isso, um sistema urbano é estudado através de um modelo matemático que considera o trânsito de potências, entre a rede, a micro-geração e as estações de carregamento dos EVs, nos locais de trabalho dos proprietários dos veículos. O resultado mais significativo é a avaliação do auto-consumo de forma a otimizar a interação entre as estações de carregamento e as instalações PV. Os autores constataam que, para maximizar o auto-consumo é necessário alocar os carregamentos de EVs para períodos de maior incidência solar e produção máxima de energia PV. No entanto, esta situação apenas será possível quando os horários de trabalho dos proprietários dos veículos coincidirem com os períodos de maior exposição solar.

Outras referências mencionam-se sobre o uso de PVs e EVs para diminuição dos impactos causados na rede, como: [104], no qual, *Pedro Nunes et al.* relatam o uso de parques de estacionamento com instalações PV para o carregamento de EVs; *J. Van Roy et al.*, em [113] examinam o carregamento de PHEVs na rede de um edifício destinado a escritórios, equipado com micro-geração PV e CHP (*Combined Heat and Power*), avaliando o impacto na rede e o auto-consumo por parte dos EVs.

Por fim, *N. Liu et al.* analisam o impacto do carregamento de EVs e instalações PV numa micro-rede de um edifício comercial, através de uma estratégia de operação heurística, permitindo o aumento de auto-consumo da produção gerada pelos PVs e uma redução da dependência da rede [109].

Relativamente aos transformadores, são alguns os artigos que remetem para o uso de micro-geração PV, como solução para mitigar o impacto do carregamento de EVs no envelhecimento dos transformadores.

M.S. ElNozahy et M.M.A. Salama realizam um estudo em [114], onde fazem uma análise da viabilidade do carregamento de PHEVs através do uso de micro-geração numa área residencial. Desenvolvem um algoritmo probabilístico de MonteCarlo, para desenvolver simulações onde são integrados as instalações PV e várias níveis de EVs. Do estudo, os autores reiteram que os transformadores que se encontram mais perto do consumo são aqueles que sofrem mais com o excesso de carga introduzida. No entanto, aplicando a solução das energia fotovoltaica, esta não permite melhorias significativas na carga a que fica sujeito o transformador. Segundo os autores a solução não é a mais indicada, uma vez que, a sequência cronológica de produção dos PVs e consumo dos EVs, não coincide na sua totalidade.

No entanto, *M.S. ElNozahy et M.M.A. Salama* não avaliam a possibilidade do uso de sistemas de armazenamento da energia produzida pelos PVs, nem o envelhecimento do transformador através de uma análise da deterioração do isolamento.

Segundo *R. Vicini et al.* em [90], as instalações PV, enquanto produção dispersa, permitem a diminuição da carga de uma área residencial vista pelo transformador. Uma vez que com as elevadas produções das instalações PV nos períodos de maior incidência solar, se dá uma diminuição do diagrama de cargas das residências. *R. Vicini et al.* analisam o envelhecimento de um transformador, adotando um cenário de gestão da produção PV, através de sistemas de armazenamento de energia nas residências. Os autores concluem que através desta gestão de armazenamento da energia durante o dia, é possível diminuir os impactos na rede de distribuição, nomeadamente nos transformadores.

M.K. Gray et W.G. Morsi, estimam o impacto que o PV situado nas coberturas das residências tem no carregamento dos PEVs e consequente envelhecimento dos transformadores. Através de vários cenários de estudo e tipos de dados relativos ao comportamento diário dos EVs, os autores realizam várias simulações através de um algoritmo MonteCarlo. O trabalho realizado conclui que, mesmo tendo em conta o pico atingido pela produção de energia fotovoltaica este não coincide com os picos de carregamento dos EVs, no entanto as características térmicas do transformador permitem reduzir o envelhecimento [115].

Capítulo 3

Perda da Vida Útil do Transformador

3.1 Introdução

O transformador é peça fundamental do SEE, enquanto elemento da cadeia de transporte e distribuição de energia desempenha um papel importantíssimo sem o qual, não seria possível transmitir energia elétrica produzida nas centrais de produção [116].

Hoje em dia a transmissão de energia é, maioritariamente, realizada com o recurso a elevados níveis de tensão, pelo facto das perdas do sistema e quedas de tensão estarem ligadas a elevadas correntes. Recorresse assim a uma transmissão e distribuição a vários níveis de tensão, permitindo minimizar as correntes e perdas ao longo do percurso [116] [117].

No entanto, para o consumo da energia ao longo da cadeia de distribuição, é necessário que os níveis de tensão sejam ajustados para valores adequados, que preencham os requisitos ao seu consumo. É aqui que os transformadores desempenham um papel fundamental, permitindo alterar a tensão do sistema através do seu comportamento. Os transformadores são assim usados para a transmissão de energia proveniente de um sistema com uma dada tensão, para sistemas de tensão diferente [117].

Os transformadores são dispositivos bastantes robustos, permitindo o seu uso durante largos períodos de tempo [118]. Contudo com os transformadores a estarem sob serviço durante décadas, praticamente nunca tiveram de ser alterados ou substituídos, representando nos dias de hoje um problema relacionado com os elevados custos que a substituição de um grande número de transformadores pode acarretar.

Associado ao problema do fim de vida dos transformadores estão também as práticas de consumo, como o crescimento atual do consumo de eletricidade, tornando os transformadores elementos cada vez mais fragilizados pelo nível de carga imposto [119].

Com a dependência do SEE nos transformadores vinculada pela sua expressão nas redes de transmissão e distribuição, falhas a nível dos transformadores são normalmente bastante graves para o sistema energético, com elevados custos e tempos de paragem do sistema para reparação [118]. Os transformadores podem por em causa todo o sistema, sendo necessário a realização de manutenções periódicas que assegurem o correto funcionamento do transformador, assim como a

realização de vários estudos onde são analisados os fatores que levam ao aparecimento de falhas e do envelhecimento precoce, permitindo encontrar soluções.

Segundo [118] falhas nos transformadores, podem ocorrer através dos seguintes acontecimentos:

- **Temperatura excessiva:** Pode ser causada por correntes ou tensões excessivas, sistema de arrefecimento ineficaz, baixo nível do líquido de isolamento, altas temperaturas ambiente, etc.
- **Falha no sistema de Isolamento dos Condutores:** Pode ocorrer devido a um curto circuito, intempéries (descargas atmosféricas), sobrecargas e correntes excessivas.
- **Tensão incorreta no Secundário:** Ocorre devido a uma deficiente transformação da tensão do primário como, o aparecimento de uma tensão anormal no primário ou erros na bobinação do transformador.
- **Arcos Internos:** O aparecimento de um arco interno pode ocorrer devido ao nível do líquido isolante no interior do transformador expondo partes sobre tensão ou através de falhas no dielétrico.
- **Falha do Núcleo:** As falhas do núcleo estão associadas a defeitos do núcleo, no momento da sua construção.
- **Corrente de Excitação elevada:** Ocorre devido a um curto circuito no núcleo ou a uma separação das juntas do núcleo.
- **Enfraquecimento do Dielétrico:** A diminuição da força do dielétrico pode ocorrer devido à deposição de detritos no dielétrico levando ao seu enfraquecimento.
- **Oxidação do Óleo:** Ocorre devido a altas temperaturas de trabalho e exposição ao ar.

3.1.1 Aumento da carga dos Transformadores

Com o conseqüente aumento do consumo, os transformadores estão mais expostos a problemas relacionados com o excesso de carga. Com o aumento e aplicação de cargas acima do seu valor nominal, são vários os riscos associados ao transformador, entre eles o aumento da sua temperatura de funcionamento, que é apontada como causa do envelhecimento do transformador. O aumento da temperatura é responsável pelo deterioramento de algumas partes dos transformadores, como é o caso dos condutores, do sistema de isolamento e do óleo que podem atingir níveis de temperatura inaceitáveis [120]. Entre estes problemas existem outros que podem ter origem no aumento da carga do transformador acima do seu valor nominal, presentes em [120] e [121], que levam à diminuição do tempo de vida útil do transformador. No presente documento o foco irá ser o envelhecimento dos transformadores devido ao aumento da sua temperatura de trabalho proveniente de aumento da sua carga.

São várias as circunstâncias onde um transformador do SEE pode estar a alimentar carga acima da sua carga nominal [121], situações de emergência, contingência ou então por simplesmente ser economicamente viável sobrecarregar um transformador em detrimento de adicionar um transformador extra.

Tipos de carga nos transformadores:

Ao longo do tempo de vida útil, um transformador pode estar sujeito a diferentes tipos de sobrecargas planeadas e não planeadas que levam ao sacrifício de tempo de vida do transformador. A secção seguinte exemplifica esse tipo de situações, presentes nas Figuras 3.1 e 3.2.

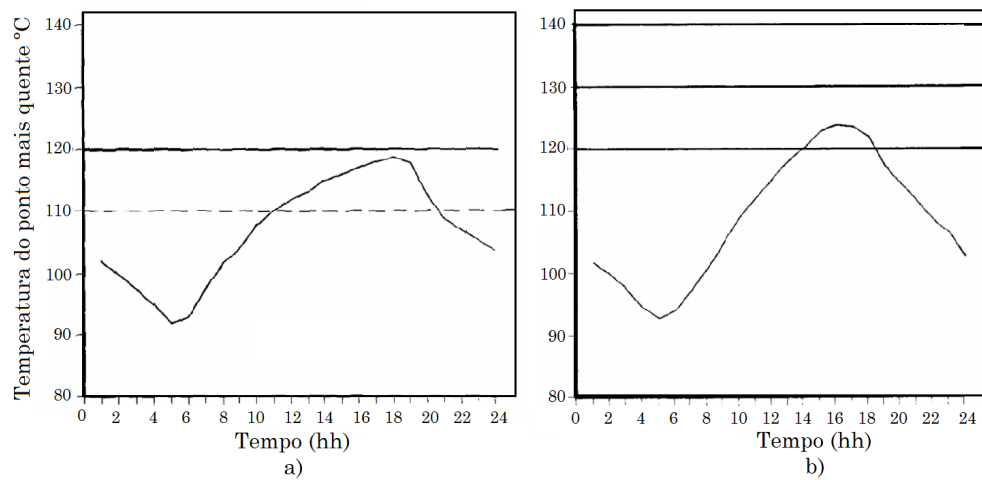


Figura 3.1: a) Carga normal do transformador b) Sobrecarga planeada do transformador [121]

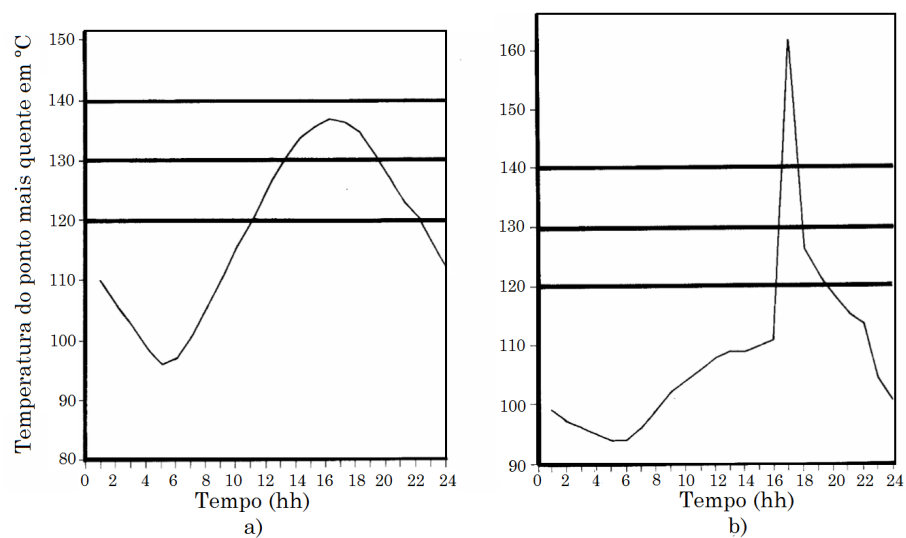


Figura 3.2: a) Sobrecarga durante largos períodos b) Sobrecarga durante curtos períodos [121]

- Carga normal do transformador

Este tipo de carga consiste no funcionamento normal do transformador, levando a um tempo de vida expectável. Segundo [120] o tempo de vida de um transformador pode, a título de exemplo, ser de 180 000 horas ou 20,55 anos, no entanto estes números podem variar servindo apenas de referência para um funcionamento constante a 110 °C, para um transformador de distribuição com sistema de isolamento a papel impregnado termicamente melhorado.

O transformador pode funcionar em curtos períodos de tempo, com uma carga acima da sua carga nominal, sendo que grande parte do tempo este funcionará com valores de carga abaixo do valor nominal. Este facto deve-se ao fenómeno acumulativo que é o envelhecimento do transformador pelo aumento da temperatura [121].

- Sobrecarga planeada do transformador

Este tipo de situação ocorre aquando de um planeamento por parte do operador e pode resultar no aumento da temperatura de um transformador, sendo que o ponto mais quente do transformador atinge valores entre 120°C-130°C. O tempo da ocorrência da carga em excesso tem em conta o tempo de perda de vida do isolamento. Este tipo de ocorrências não deriva de falhas a nível do sistema de transmissão e podem ser frequentes. O tempo expectável de vida do transformador diminui em relação ao tipo de carga anterior [121].

- Sobrecarga do transformador durante largos períodos (emergência)

Elevar o nível de carga de um transformador durante largos períodos de tempo não é uma condição normal de funcionamento, tratando-se de um fenómeno raro que acontece duas a três vezes no tempo de vida útil do transformador [120] [121]. Este nível de carga pode durar largos períodos de tempo, podendo mesmo atingir meses de ocorrência e um considerável de envelhecimento do transformador [120]. Ocorre devido à saída de funcionamento de elementos das linhas de transmissão durante largos períodos. A sobrecarga causa temperaturas na ordem dos 120°C - 140°C, levando ao aquecimento dos condutores e do óleo acima de valores estipulados [121].

- Sobrecarga durante curtos períodos (emergência)

Uma sobrecarga durante curtos períodos de tempo é caracterizada por ocorrer devido a eventos aleatórios e raros de acontecer no sistema de transmissão, podendo ocorrer duas a três vezes durante a vida do transformador. Os riscos são bem mais graves para o transformador devido aos curtos períodos, onde são atingidas elevadas temperaturas a rondar os 180° C [121]. No entanto este tipo de sobrecarga poderá ser preferível à perda de fornecimento de energia, sendo necessário a sua extinção o mais rapidamente possível para evitar a falha do transformador [120] [121]. Normalmente, apenas é permitido que a sobrecarga ocorra para períodos inferiores à constante térmica de tempo do transformador, dependendo também da temperatura antes da ocorrência. Tipicamente a duração da sobrecarga deve ser inferior a meia hora [120].

Os vários tipos de sobrecarga dos transformadores apresentam, segundo [121], limites de forma a que ocorra uma perda razoável de vida útil e seja possível operar o transformador de forma segura. Estes limites estão separados por transformadores de distribuição e de potência para um aumento médio de 65°C da temperatura de trabalho:

Tabela 3.1: Limites de temperatura para sobrecargas nos transformadores de distribuição (65°C)

Temperatura de Óleo de Topo	120 °C
Temperatura Hot-Spot	200 °C
Sobrecarga Curta (1/2 h ou menos)	300 %

Tabela 3.2: Limites de temperatura para sobrecargas nos transformadores de potência (65°C)

Temperatura de Óleo de Topo	110 °C
Temperatura Hot-Spot	180 °C
Carga Máxima	200 %

3.1.2 Temperatura do Transformador

O aumento da temperatura do transformador ocorre essencialmente devido ao seu funcionamento. O calor é gerado por alguns dos elementos construtivos do transformador, como os condutores/enrolamentos de cobre e o núcleo, através das suas perdas joule. O calor gerado por estes elementos, não é mais do que energia elétrica que é convertida em energia calorífica, como este tipo de energia não é aproveitada, é considerada perdida. No entanto representa grandes problemas para o transformador uma vez que aumenta a sua temperatura interna, degradando componentes como o isolamento, que no caso de transformadores imersos em óleo, representa a deterioração das características isolantes do óleo [117] [122] [123].

Diretamente ligado às perdas, está o aumento da carga do transformador, sendo que o aumento da carga em excesso se irá traduzir no aumento de perdas por parte dos enrolamentos de cobre e consequente subida da temperatura.

Outro aspeto que tem influência na temperatura interna do transformador é a temperatura ambiente, uma vez que está relacionada com as trocas de calor nos permutadores. A temperatura ambiente do local onde está situado o transformador traduz-se de grande importância, sendo possível impor ao transformador uma carga superior em períodos onde a temperatura ambiente é baixa, e com isto não testemunhar perda de vida útil do transformador, no entanto uma temperatura ambiente elevada levará que o contrário se suceda [121] [122].

A temperatura depende assim de diversos fatores como a temperatura ambiente, condições antes da ocorrência da sobrecarga e duração da mesma, que é necessário ter em conta antes de determinar a capacidade total do transformador [120] [121] [123].

Classificação do Transformador quanto ao seu Isolamento:

Face às exigências de temperatura e isolamento de funcionamento dos transformadores, estes são classificados consoante aos materiais de isolamento utilizados e quanto ao método de arrefecimento.

- Transformadores Secos:

Para os transformadores convencionais deste tipo, o ar e isolantes sólidos, são os principais materiais de isolamento e de refrigeração. É necessário ter em atenção que, o ar enquanto material isolante não apresenta as características de outro tipo de isolantes, nomeadamente o óleo, pelo que é necessário ter em conta as distâncias entre os enrolamentos do transformador, ou outras partes sujeitas a tensão.

Alguns transformadores são construídos com os seus enrolamentos encapsulados em resinas epoxy e quartzo, permitindo um melhor isolamento e estabilidade. Este tipo de transformadores são utilizados em áreas públicas, como hospitais, devido à sua segurança contra incêndios, humidade e ambientes contaminados [117] [124].

Os transformadores secos têm evoluído consideravelmente nos últimos anos, devido a desenvolvimentos a nível dos dielétricos. Existe já uma diversidade de transformadores secos, como os *Epoxy Cast Transformers*, *Epoxy-Coated Transformers*, *Open Wound Transformers* e os *Wet Wound Glass Fiber Transformers* que são descritos em [125].

- Transformadores Imersos:

Este tipo de isolamento é bastante usado em transformadores de potência e de distribuição, sendo mesmo o mais utilizado nas aplicações de media e alta tensão. O isolamento consiste na imersão no tanque do transformador dos enrolamentos e do núcleo do transformador, em óleo mineral/silicone/vegetal, sendo também recorrente o uso de papel de celulose, apresentando boas características térmicas para a dissipação de calor. No entanto, o óleo apresenta propriedades inflamáveis. Transformadores com este tipo de isolante são substituídos por transformadores secos caso a segurança esteja posta em causa e seja uma prioridade [117] [125].

Classificação do Transformador quanto à sua Capacidade:

Os transformadores utilizados no transporte e distribuição de energia podem ser classificados quanto à sua capacidade, em transformadores de distribuição e potência.

- Transformadores de Distribuição Pequenos:

São caracterizados, segundo [126], por serem utilizados em regiões de pequena densidade populacional, devido ao seu baixo custo. Podem ser encontrados sobre a forma de pole-pad-ground nas suas montagens, com alcances até 250 kVA e usados até tensões de 36 kV.

- Transformadores de Distribuição Médios:

Transformadores usados para diminuir o nível tensão, normalmente alta tensão, para níveis mais baixos. Podem ser encontrados em áreas metropolitanas com climas moderados, podendo ser usados no interior e exterior de edifícios, aplicados em postes de transformação ou subestações. Este tipo de transformador é utilizado para potências entre 250 kVA e 2000 kVA e hermeticamente isolado onde os tanques são completamente cheios de óleo ou equipados com um conservador de óleo, permitindo ao transformador adquirir uma certa fiabilidade [126].

- Grandes Transformadores de Distribuição:

São o maior tipo de construção dos transformadores de distribuição trifásicos, utilizados para níveis de potência superior a 2000 kVA e tensões no primário até 72,5 kV. São por isso utilizados para transferir energia de sistemas de alta tensão, distribuindo para sistemas de baixa tensão como subestações e sistemas industriais. Podem apresentar na sua construção OLTCs, que permitem controlar a tensão do sistema. São tipicamente isolados com recurso a óleo e apresentam normalmente sistemas de refrigeração [126].

- Transformadores de Potência Pequenos:

Usados como transformadores na rede de distribuição, apresentam potências de 5 a 30 MVA com uma tensão máxima de 145 kV. Na sua estrutura possuem métodos de arrefecimento e OCTC (*Off-Circuit Tap Changers*) ou OLTC. São normalmente trifásicos e construídos consoante as normas internacionais e nacionais [126].

- Transformadores de Potência Médios:

Transformadores de potência com alcances de 30 MVA a 250 MVA e tensões acima de 72,5 kV, são usados como elevadores de tensão (*step up*) na rede ou na geração de energia. Podem ser trifásicos ou monofásicos e equipados com radiadores para dissipação de calor [127].

- Grandes Transformadores de Potência:

É o maior tipo de construção a nível dos transformadores, fazendo tipicamente interligações entre sistemas de transmissão. Através das suas funcionalidades de *step down* e *step up* da tensão, permite por exemplo a interligação entre um gerador e a rede de transmissão com um nível superior de tensão. Apresenta elevadas potências, acima de 250 MVA e tensões de trabalho de 800 kV, podendo alcançar 1000 MVA e 1200 kV. Este tipo de transformador apresenta na sua construção OLTCs, dependendo da função para o qual foi designado pode ser construído como transformador com múltiplos enrolamentos ou autotransformador, trifásicos ou monofásicos [127].

Métodos de Arrefecimento do Transformador:

Quanto ao arrefecimento são classificados como:

- Transformadores Secos:

AN (*Air Natural*) : O arrefecimento do transformador seco dá-se pela circulação natural do ar [118].

FA (*Forced Air Cooled*): Neste tipo de sistema o ar que serve para o arrefecimento do transformado é forçado com o auxílio de ventilação, permitindo o aumento da carga a que está sujeito o transformador em relação ao método AN [118].

- Transformadores imersos em Óleo:

ONAN (*Oil Natural Air Natural*): Este modelo de arrefecimento do transformador consiste no uso de radiadores que estão em contacto com o ar. O calor gerado pelo núcleo e pelos enrolamentos do transformador é transferido para o óleo. Através de um princípio de convecção o óleo que aquece, desloca-se para o topo do tanque do transformador e de seguida para os radiadores, onde se dá a troca de calor com o ar exterior. O óleo arrefecido desloca-se posteriormente para o interior do tanque, entrando pela base. Este tipo de arrefecimento é muito usado em transformadores imersos em óleo [122].

ONAF (*Oil Natural Air Forced*): O princípio de funcionamento deste método é em tudo equivalente ao processo anteriormente referido. No entanto, no momento das trocas de calor entre o óleo e o ar exterior, nos radiadores, é feita uma circulação do ar de forma forçada com o auxílio de ventiladores [122] [128].

OFAF (*Oil Forced Air Forced*): Este método difere dos métodos anteriores pois para este caso não se aplica o princípio da convecção, são utilizadas bombas que obrigam a circulação do óleo para plataformas externas de troca de calor, onde é efetuada a permuta de calor com o exterior, auxiliado por ventiladores ou outros mecanismos que forcem a circulação de ar [122] [128].

OFWF (*Oil Forced Water Forced*): Este método é equivalente ao método anterior, no entanto no momento das trocas de calor, ao invés de ser utilizado o ar exterior, a troca é efetuada com o recurso a água. A troca de calor é então efetuada entre o óleo, que circula com recurso a uma bomba, e a água que entra e sai dos radiadores [122] [128].

ODAF (*Oil Direted Air Forced*) e ODWF (*Oil Direted Water Forced*): Estes dois modelos de arrefecimento do transformador mudam no sentido em que o óleo, arrefecido por métodos de ar ou água forçada, é direcionado diretamente para a proximidade dos enrolamentos. Isto não acontece quando é apenas bombeado como no caso de OFAF e OFWF [128].

3.1.3 Tempo de Vida do Isolamento do Transformador

Em matéria de estudos, a avaliação do tempo de vida de um transformador, é bastante difícil de quantificar. Não existe um critério simples e único, que permita aos operadores do SEE e aos seus utilizadores, adquirir uma ideia concreta do tempo de vida útil restante do transformador. No entanto, é necessária a presença de um critério que permita uma análise aproximada e que sirva de referência para o SEE. Este tema tem sido ao longo dos anos controverso, convergindo-se para um estudo apropriado do envelhecimento do transformador, através da avaliação do estado do sistema de isolamento [120].

A evolução do estado de deterioração do sistema de isolamento, depende de aspetos como a temperatura, humidade, ácidos e da quantidade de oxigénio ao longo do tempo. Com avanços a nível da preservação dos sistemas de isolamento, nomeadamente a nível da preservação dos óleos, problemas como a presença de oxigénio e de humidade, deixaram de ter um impacto significativo no envelhecimento do isolamento. A temperatura passou a ser vista como o principal contribuidor para o envelhecimento e deterioração do sistema [120] [121].

Uma vez que a temperatura na maior parte das máquinas não é uniforme, o ponto mais quente irá sofrer um maior desgaste e deterioração. Todos os estudos relacionados com a temperatura e o seu efeito no isolamento dos transformadores, consideram assim os efeitos no ponto mais quente do transformador usualmente designado de Hot-Spot, com a sua temperatura dada por θ_h [120] [121].

A Figura 3.3, representa de forma simplificada o diagrama térmico do transformador, onde H é o fator Hot-Spot. Este fator é específico de cada enrolamento, variando ente 1 e 2,1, dependendo do tamanho do transformador, impedância de curto circuito e tipo de enrolamento [120].

Em relação ao diagrama térmico são feitas várias simplificações, permitindo a sua compreensão [120]:

- A temperatura do óleo no interior do tanque aumenta linearmente da base para o topo, independentemente do método de arrefecimento do transformador;
- O aumento da temperatura do condutor, em qualquer posição do enrolamento, é assumida como linear, paralelamente ao aumento da temperatura do óleo, com uma diferença de g_r (diferença entre o aumento médio da temperatura do enrolamento por resistência e o aumento médio da temperatura no óleo do tanque);

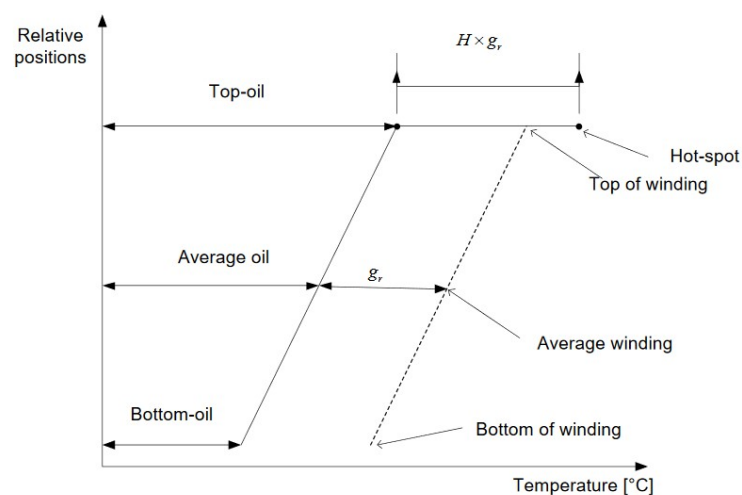


Figura 3.3: Diagrama térmico do transformador [120]

- O aumento da temperatura θ_h , é maior do que o aumento da temperatura do condutor no topo do enrolamento. A diferença entre o ponto θ_h e a temperatura do óleo que se encontra no topo do tanque (θ_o), é igual a $H \times g_r$.

Segundo [120], θ_h deve referir-se à temperatura do óleo adjacente, assumida como a θ_o dentro do enrolamento. Esta temperatura pode depender do método de arrefecimento, atingindo valores de 15 K acima de θ_o dentro do tanque. Grande parte das grandezas observadas na figura podem ser calculadas ou medidas, sendo que, para a maior parte dos transformadores, θ_o dentro do enrolamento não é conhecida com precisão. Para o cálculo destas grandezas é preciso ter em conta o seguinte:

- $\Delta \theta_{or}$, como o aumento da temperatura do θ_o acima da temperatura ambiente θ_a a perdas nominais - em K;
- $\Delta \theta_{hr}$, como o aumento de θ_h acima de θ_o no tanque a perdas nominais - em K, pode ser calculada por métodos ou medida através de testes;

As grandezas presentes na figura podem ser calculadas ou medidas:

- *Bottom Oil temperature* - Temperatura do óleo na base dos enrolamentos, obtida através de medições;
- *Top Oil temperature* (θ_o) – Temperatura do óleo no topo do tanque, obtida através de cálculos;
- *Average Winding temperature* - Temperatura média do enrolamento, pode ser determinada através de medições de resistência;
- *Average Oil temperature* – Temperatura média do óleo no tanque, é obtida por cálculos.
- *Hot-Spot temperature* (θ_h) - Temperatura no ponto mais quente do transformador. O cálculo desta temperatura é um dos principais objetivos da dissertação, pelo que a metodologia de cálculo será apresentada mais à frente neste capítulo.

3.2 Efeitos de Sobrecarga no Transformador

No geral, o aumento do fator de carga do transformador, leva ao aparecimento de problemas que são relatados em vários documentos como [120] e [121]. Com o aumento da carga para valores acima do valor nominal, revisto em 3.1.1, o transformador está sujeito ao:

- Aumento da expansão do óleo no interior do tanque do transformador acima da sua capacidade, levando a um aumento da pressão no interior. O aumento da pressão em elementos construtivos do tanque do transformador, como parafusos e conetores, pode levar a uma fuga do óleo para o exterior.

- Aparecimento de bolhas de gás em posições de elevado stress, como os enrolamentos e consequente diminuição da força do dielétrico. Assim como a formação de bolhas em superfícies que sofrem aquecimento devido às correntes de fauault, induzidas em excesso pelo aumento da densidade do fluxo de fugas do transformador.
- Aumento do fluxo de fugas do núcleo do transformador devido ao aumento da carga, resultando no aquecimento do ferro do transformador, por correntes de fauault.
- Aumento do stress de elementos de construção do transformador, como parafusos de ligação, tomadas OLTC e conectores de cabos acima do seu valor estipulado para o qual não foram projetados.
- Deterioração das propriedades mecânicas do isolamento devido a altas temperaturas, permitindo o aparecimento de curto-circuitos.
- Com o aumento da temperatura, alguns elementos como o óleo, o enrolamento, os condutores e o sistema de isolamento do transformador podem atingir temperaturas inaceitáveis para o seu correto funcionamento. Pode ocorrer a expansão dos condutores, do isolamento e de partes estruturais do transformador contribuindo para defeitos permanentes que levam a falhas dielétricas e mecânicas.

Apesar dos vários problemas induzidos no transformador pelo aumento da carga, como referido anteriormente apenas se irá abordar o tema da deterioração do sistema de isolamento, devido ao aumento da temperatura.

O capítulo demonstra a formulação matemática utilizada para o cálculo da temperatura Hot-Spot (θ_h) que, posteriormente é usada para o cálculo da Perda de Vida Útil do Transformador (LOL). As equações descritas, serão o núcleo central do modelo térmico construído e aplicado ao caso em estudo, que é introduzido no Capítulo 4 e desenvolvido no Capítulo 5.

3.3 Formulação Matemática

3.3.1 Equação de Envelhecimento do Transformador (LOL)

Como referido na secção 3.1.3, o aumento da temperatura de trabalho do transformador, é o fator com mais influência e o usado para o cálculo da deterioração do sistema de isolamento, normalmente composto por papel e óleo.

A relação entre a deterioração do sistema de isolamento de celulose em função do tempo e da temperatura é baseada na taxa de reação de Arrhenius, Equação 3.1. Esta equação é usada para transformadores de distribuição e de potência, uma vez que ambos apresentam um sistema de celulose no isolamento. A Equação 3.2, indica a taxa de aceleração por unidade do envelhecimento para uma temperatura referência de 110°C, caso a temperatura seja superior/inferior à temperatura referência, dar-se-á um aumento/redução do envelhecimento.

$$PerUnitLife = Ae^{\left[\frac{B}{\theta_h + 273} \right]} \quad (3.1)$$

$$PerUnitLife = 9.8 \times 10^{-18} e^{\left[\frac{B}{\theta_h + 273} \right]} \quad (3.2)$$

Assim, a taxa de envelhecimento referida à temperatura θ_h , denominada de Taxa de Envelhecimento Relativo ($V(\theta_h)$), é dada pela Equação 3.3 para isolamento com papel termicamente não melhorado e Equação 3.4 para papel termicamente melhorado.

$$V = 2^{\left(\frac{\theta_h - 98}{6} \right)} \quad (3.3)$$

$$V = e^{\left(\frac{15000}{110 + 273} - \frac{15000}{\theta_h + 273} \right)} \quad (3.4)$$

$V(\theta_h)$ apresenta valores relativos diferentes, com o papel a poder sofrer aperfeiçoamentos térmicos que alteram a temperatura referência de 98°C para 110°C. Esta melhoria térmica, permite neutralizar a produção de ácidos provenientes da degradação do material, que ocorre a elevadas temperaturas.

Na Tabela 3.3 é representado $V(\theta_h)$, que apresenta valores acima de 1 para θ_h superior à temperatura de referência, 98 °C ou 110 °C, e valores inferiores a 1 para temperaturas abaixo da referência.

A perda de vida útil do sistema de isolamento de um transformador (LOL), é dada pela Equação 3.5, como a soma de $V(\theta_h)$ ao longo de N períodos de tempo com duração t_n , resultando na Equação 3.6.

$$LOL = \int_{t_1}^{t_2} V dt \quad (3.5)$$

$$LOL = \sum_{n=1}^N V_n \times t_n \quad (3.6)$$

A temperatura Hot-Spot (θ_h) para o cálculo de LOL , é obtida através da soma da temperatura ambiente (θ_a) com o aumento da temperatura do óleo no topo do tanque acima de θ_a ($\Delta\theta_o$), e o

Tabela 3.3: Taxa de Envelhecimento Relativo - $V(\theta_h)$

θ_h °C	Papel não termicamente melhorado V	Papel termicamente melhorado V
80	0,125	0,036
86	0,25	0,073
92	0,5	0,145
98	1,0	0,282
104	2,0	0,536
110	4,0	1,0
116	8,0	1,83
122	16,0	3,29
128	32,0	5,8
134	64,0	10,1
140	128,0	17,2

aumento da temperatura no ponto mais quente do enrolamento acima de θ_o ($\Delta\theta_h$):

$$\theta_h(t) = \theta_a(t) + \Delta\theta_o(t) + \Delta\theta_h(t) \quad (3.7)$$

Através da Equação 3.7 obtém-se $\Delta\theta_o$, e é possível calcular θ_o , como a temperatura do óleo no topo do tanque, Equação 3.8.

$$\theta_o(t) = \theta_a(t) + \Delta\theta_o(t) \quad (3.8)$$

Para o cálculo da temperatura do ponto mais quente dos condutores, θ_h , a norma IEC 60076-7:2005 [120], apresenta dois modelos de cálculo:

- Equações exponenciais
- Equações diferenciais

3.3.2 Equações Exponenciais para Cargas Lineares

Este procedimento de cálculo da temperatura θ_h , é aplicável sempre que ocorre uma variação de carga em escada (*step load*). É um método utilizado pelos produtores, para o cálculo de parâmetros relacionados com os transformadores. Para alcançar os resultados esperados, é necessário que os aumentos e diminuições de carga sejam intercalados, e no caso de se darem aumentos ou diminuições sucessivos de carga é necessário que os intervalos de tempo tenham em consideração o gradiente $\Delta\theta_h$, permitindo que o estado estacionário seja alcançado.

Para o caso da ocorrência de um aumento de carga, ou seja, um aumento de carga em relação à carga verificada no período anterior, o cálculo de θ_h é dado por:

$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{oi} + \left\{ \Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1 + R \times K^2}{1 + R} \right]^x - \Delta\theta_{oi} \right\} \times f_1(t) + \Delta\theta_{hi} + \left\{ H g_r K^y - \Delta\theta_{hi} \right\} \times f_2(t) \quad (3.9)$$

Com a variação da temperatura do óleo no topo do tanque, representada por $\Delta\theta_o$ e obtida pela Equação 3.10 após a ocorrência de uma alteração da carga no transformador. Assim como o aumento da temperatura do ponto mais quente sobre a temperatura θ_o , dada por $\Delta\theta_h$ e pela Equação 3.11.

Adicionando estes dois componentes à temperatura ambiente, θ_a , obtêm-se a Equação 3.9.

$$\Delta\theta_o(t) = \Delta\theta_{oi} + \left\{ \Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1 + R \times K^2}{1 + R} \right]^x - \Delta\theta_{oi} \right\} \times f_1(t) \quad (3.10)$$

$$\Delta\theta_h(t) = \Delta\theta_{hi} + \left\{ H g_r K^y - \Delta\theta_{hi} \right\} \times f_2(t) \quad (3.11)$$

A temperatura θ_h depende, segundo as Equações 3.10 e 3.11, de:

- Fator de carga, dado por K como a relação entre a corrente imposta aos enrolamentos do transformador e a corrente nominal fornecida na placa do transformador.
- Taxa de perdas, dada por R como a relação existente entre as perdas em carga e as perdas em vazio do transformador. As perdas em vazio são consideradas constantes, com R calculado através de uma aproximação linear em função da posição da tomada do transformador (OLTC).
- O aumento inicial da temperatura θ_o acima da temperatura ambiente θ_a , dada por $\Delta\theta_{oi}$. Este valor é atualizado a cada iteração do problema, como sendo o valor de $\Delta\theta_o$ no final do período anterior.
- O aumento inicial da temperatura θ_o acima da temperatura ambiente θ_a , dada por $\Delta\theta_{or}$ e obtido com a aplicação de carga nominal ao transformador.
- O aumento de θ_h acima de θ_o no tanque do transformador, dada por $\Delta\theta_{hi}$. Este valor é atualizado a cada iteração do problema, como sendo o valor de $\Delta\theta_h$ no final do período anterior, para o caso da Equação 3.9.
- O expoente do óleo de topo do tanque, dado por x e fixado em tabelas de referência.
- O expoente dos enrolamentos do transformador, dado por y e fixado em tabelas de referência.

- Fator Hot-Spot, dado por H e normalmente situado entre 1 e 2,1 como referido em 3.1.3.
- Diferença entre o aumento médio da temperatura do enrolamento por resistência e o aumento médio da temperatura no óleo do tanque, dada por g_r .
- As Equações 3.12, 3.13 e 3.14, são funções relacionadas com os aumentos de $\Delta\theta_o$ e $\Delta\theta_h$ relativamente ao estado estacionário. As equações tornam a evolução térmica do transformador exponencial, onde k_{11} , k_{21} e k_{22} como constantes térmicas e τ_0 e τ_w como constantes de tempo, são específicas de cada tipo de transformador.

$$f_1(t) = \left(1 - e^{\frac{-t}{k_{11} \times \tau_0}}\right) \quad (3.12)$$

$$f_2(t) = k_{21} \times \left(1 - e^{\frac{-t}{k_{22} \times \tau_w}}\right) - (k_{21} - 1) \times \left(1 - e^{\frac{-t}{\tau_0/k_{22}}}\right) \quad (3.13)$$

$$f_3(t) = \left(1 - e^{\frac{-t}{k_{11} \times \tau_0}}\right) \quad (3.14)$$

Por fim, para o caso de diminuição da carga do transformador, valor inferior ao período anterior, θ_h é obtido pela Equação 3.7, no entanto, com algumas alterações a nível de $\Delta\theta_o$ e $\Delta\theta_h$ que são dados pelas Equações 3.15 e 3.16.

$$\Delta\theta_o(t) = \Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1+R \times K^2}{1+R}\right]^x + \left\{ \Delta\theta_{oi} - \Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1+R \times K^2}{1+R}\right]^x \right\} \times f_3(t) \quad (3.15)$$

$$\Delta\theta_h(t) = H \times g_r \times K^y \quad (3.16)$$

Substituindo $\Delta\theta_o$ e $\Delta\theta_h$ na Equação 3.7, θ_h para o caso de diminuição de carga é dado por:

$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1+R \times K^2}{1+R}\right]^x + \left\{ \Delta\theta_{oi} - \Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1+R \times K^2}{1+R}\right]^x \right\} \times f_3(t) + H \times g_r \times K^y \quad (3.17)$$

3.3.3 Equações Diferenciais para Cargas Lineares

O cálculo de θ_h pode ser efetuado com recurso a equações diferenciais, nomeadamente quando a carga (K) e a temperatura ambiente (θ_a) variam arbitrariamente com o tempo. Este é o método utilizado em campo para a determinação de θ_h .

No entanto, este tipo de abordagem não foi seguida pelo autor no cálculo de θ_h sendo apenas abordada superficialmente.

Na Figura 3.4, está representado o diagrama do modelo, onde o fator de carga (K) e a temperatura ambiente (θ_a) são designadas como entradas do sistema. Por outro lado, θ_h é representado como a saída do sistema, sendo ainda introduzida a variável de Laplace (s) para o processo de derivação.

Para este modelo o cálculo de θ_h é efetuado pela Equação 3.7, mas para obter $\Delta\theta_h$ e θ_o são aplicadas Equações Diferenciais.

Para o cálculo de θ_o , é aplicada a Equação 3.18.

$$\left[\frac{1 + K^2 R}{1 + R} \right]^x \times (\Delta\theta_{or}) = k_{11} \tau_0 \times \frac{d\theta_o}{dt} + [\theta_o - \theta_a] \quad (3.18)$$

Para o cálculo de $\Delta\theta_h$, é aplicada a Equação 3.19, dividida em duas Equações Diferenciais 3.20 e 3.21.

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_{h1} - \Delta\theta_{h2} \quad (3.19)$$

$$k_{21} \times K^y \times \Delta\theta_{hr} = k_{22} \times \tau_w \times \frac{d\Delta\theta_{h1}}{dt} + \Delta\theta_{h1} \quad (3.20)$$

$$(k_{21} - 1) \times K^y \times \Delta\theta_{hr} = \frac{\tau_0}{k_{22}} \times \frac{d\Delta\theta_{h2}}{dt} + \Delta\theta_{h2} \quad (3.21)$$

A aplicação das equações, acima transcritas, resulta no sistema de transformadas de Laplace representado no diagrama da Figura 3.4. Para a aplicação deste modelo os períodos de tempo de carga K , deverão ser inferiores a metade da constante de tempo τ_w , assim como as duas constantes, τ_w e τ_0 não deverão ser zero.

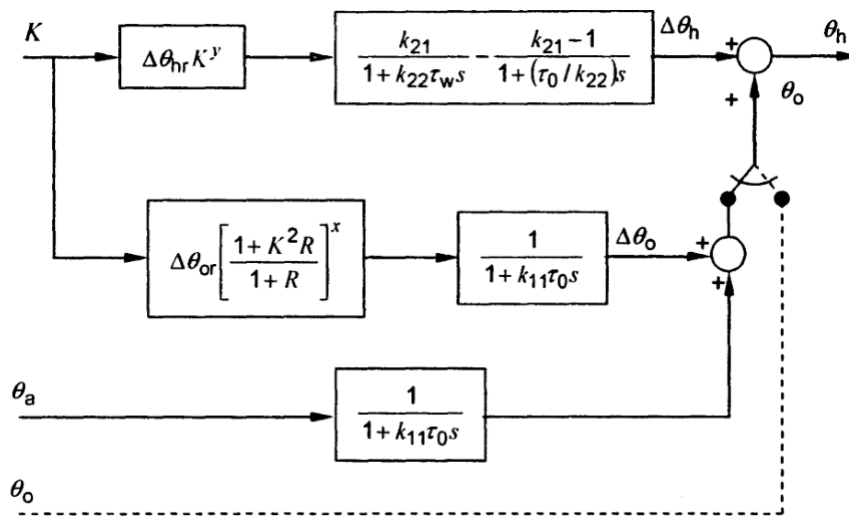


Figura 3.4: Diagrama de Blocos representativo das Equações Diferenciais [120]

Capítulo 4

Descrição do Modelo

4.1 Introdução

No capítulo seguinte é feita uma breve descrição do caso de estudo abordado na dissertação. É descrito o local onde se situa o transformador, com uma análise da rede de transporte e distribuição. De seguida são introduzidos os parâmetros necessários para o problema do transformador de distribuição. É realizada a caracterização da carga alimentada pelo transformador, encontrando-se ligado a um cliente privado. Por fim é divulgado o processo de simulação que permitiu obter e analisar os resultados do modelo.

4.2 Caso de Estudo

Como foi referido no subcapítulo 2.5, as ilhas apresentam inúmeras dificuldades na sua sustentabilidade energética, tratando-se de elementos ténues que irão sofrer com o aumento do aquecimento global. Foi também referido que as ilhas eletricamente isoladas, são vistas como uma oportunidade de avanços a nível da integração de RES e EVs em micro redes, através de estudos dos efeitos que elementos deste tipo dispersos pela rede podem causar no SEE. O estudo apresentado a seguir, foca-se neste aspeto, ilhas vistas como laboratórios para os mais diversos testes de integração tanto de RES como de EVs, em virtude de garantir a sustentabilidade da ilha e a diminuição de emissões de CO₂.

O estudo é realizado num arquipélago, pertencente às regiões autónomas de Portugal, Região Autónoma dos Açores, composto por 9 ilhas e a 2000 km do continente Europeu. Situado a nordeste do Oceano Atlântico, os territórios mais próximos são o arquipélago da Madeira, a Península Ibérica e a Nova Escócia. Como região autónoma de Portugal, o arquipélago dos Açores, assim como o arquipélago da Madeira, pertencem à União Europeia e estão sujeitos a políticas da República Portuguesa.

O arquipélago dos Açores composto por 9 ilhas, é dividido em três grupos, grupo Ocidental que é composto pelas ilhas do Corvo e Flores, Central composto pelas ilhas do Faial, Graciosa,

Pico, São Jorge e Terceira, e o grupo Oriental composto pela ilha de Santa Maria e São Miguel. O arquipélago apresenta ainda alguns ilhéus como o ilhéu das Formigas.

A ilha de São Miguel, como a ilha abordada no problema, é a maior ilha do arquipélago e a maior das regiões autónomas que pertencem ao território Português. Com uma área de aproximadamente 760 km^2 , a ilha conta com cerca de 140 000 habitantes.

São Miguel apresenta um clima temperado oceânico, com pequena amplitude térmica e pluviosidade durante praticamente todo o ano. Frequentemente é alvo de tempestades, devido ao seu clima tropical (temperado e húmido) e tem uma insolação variável causada pela nebulosidade frequente da ilha [129] [130].

4.2.1 Descrição do Sistema Elétrico da Ilha de São Miguel

O SEE da ilha de São Miguel e do arquipélago dos Açores é gerido pela concessionária Electricidade dos Açores S.A (EDA S.A.) A empresa é responsável por gerir a atividade de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica de toda a região autónoma.

O arquipélago apresenta diferentes sistemas de transporte e distribuição, sendo que as ilhas de maior densidade populacional e dimensões apresentam redes de transporte e redes de distribuição em MT com diferentes níveis. Por outro lado as ilhas de menor dimensão como São Jorge e Flores apresentam redes de distribuição de MT com o nível de tensão de 15 kV e Santa Maria uma rede MT subterrânea de 6 kV e 10 kV e infraestruturas aéreas de 10 kV [131].

Em relação à ilha de São Miguel, segundo a EDA S.A em 2015 [131], o sistema elétrico da ilha possuía onze centrais de produção e onze subestações. O sistema de transporte e distribuição é composto por uma rede de transporte de 60 kV e por uma rede de distribuição com níveis de MT de 10 kV e 30 kV. O sistema de produção apresenta no total uma potência instalada de 141 694 kW, com sete centrais Hídricas, uma central Térmica, duas centrais Geotérmicas e uma central Eólica. A Central térmica apresenta 8 unidades de produção com uma potência total instalada de 98 064 kW, sendo o maior produtor da ilha.

O sistema de transporte da ilha (60 kV) tem nove subestações AT/MT, com uma relação de transformação de 60/30 kV ou 60/10 kV. O transporte é explorado maioritariamente em anel por linha de AT de 60 kV e por uma linha de 30 kV [131].

O sistema de distribuição apresenta duas subestações com uma relação de 30/10kV, sendo a rede de distribuição MT feita a um nível de 10 kV e 30 kV [131].

No estudo é utilizada uma parte da rede de distribuição de MT, situada na costa sul da ilha de São Miguel, mais concretamente no Concelho de Lagoa, que de acordo com os censos de 2011, apresentava na altura uma população de 14 442 habitantes e uma área de $45,6 \text{ km}^2$ [132].

Para o estudo foi então selecionado um transformador que alimenta um cliente industrial privado. A Figura 4.1, mostra parte da rede de distribuição MT utilizada, salientando o transformador da subestação, PT1094. O posto de transformação alimenta o cliente através de um transformador de distribuição de 250 kVA, com uma relação de transformação de 10 kV/0.4 kV. Para além das características mencionadas, o transformador apresenta um sistema de refrigeração ONAN e é imerso em óleo. Os parâmetros essenciais para o problema estão demonstrados na Tabela 4.1 e

serão utilizados para o cálculo da temperatura assim como da perda de vida útil do transformador do PT1094, introduzidos na metodologia referida no Capítulo 3.

Alguns dos parâmetros necessários para a formulação das equações do problema, não se encontram em [120] e [121], pelo que foram retirados de um estudo realizado por *C. Ravetta et al.* em [133]. Neste estudo, os autores retiram por medição os valores de parâmetros como H , $\Delta\theta_{or}$ e g_r de acordo com as normas standard para transformadores imersos em óleo. Outras características do transformador, podem ser observadas em [134], onde são detalhados alguns aspetos construtivos do mesmo.

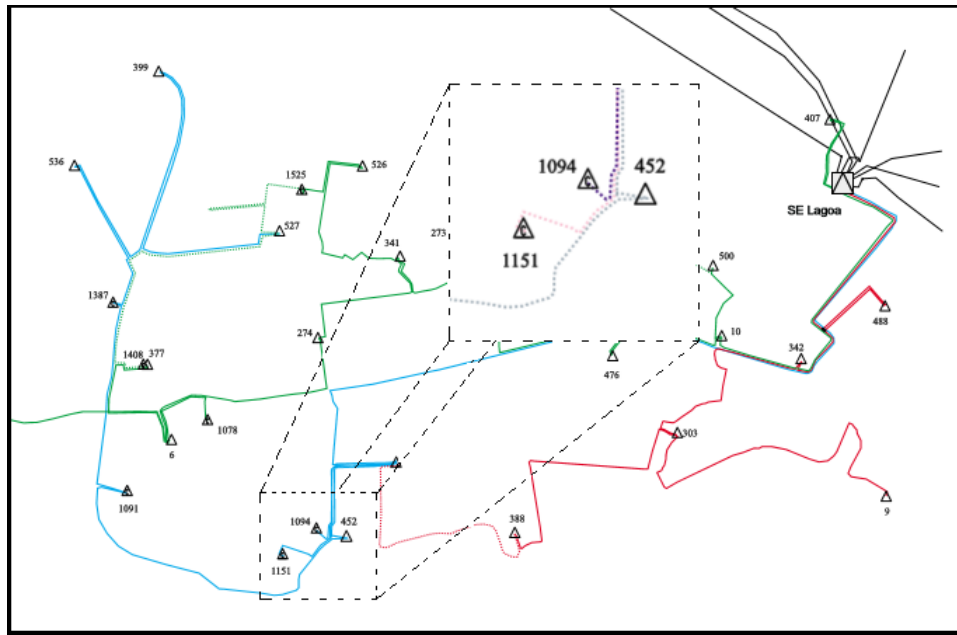


Figura 4.1: Esquema da Rede de MT em Lagoa [82] [131]

Tabela 4.1: Parâmetros do Transformador de Distribuição

Nomenclatura	Caso de Estudo	Unidades
g_r	15.9	W s/K
H	1.25	
k_{11}	1	
k_{21}	1	
k_{22}	2	
P_r	250	kVA
R	5.957	
x	0.8	
y	1.6	
$\Delta\theta_{or}$	41.5	K
τ_o	180	min
τ_w	4	min
<i>Tempo de Vida</i>	180 000	horas

4.2.2 Descrição do Cliente Privado

Como foi referido o PT1094, alimenta um cliente privado caracterizado por uma unidade industrial de média dimensão. A unidade industrial consiste numa fábrica que trabalha na produção de Açúcar, extraído da plantação de beterraba. Assim como o posto de transformação, a unidade industrial é real e está situada no Concelho de Lagoa.

A fábrica opera com cerca de 120 trabalhadores, distribuídos por 3 turnos de 8 horas cada, com o primeiro turno a iniciar às 08:00, o segundo às 16:00 e o terceiro turno com início às 00:00 horas. É assumido que os trabalhadores estão distribuídos pelos turnos de forma uniforme, empregando cada turno cerca de 40 trabalhadores.

Como parte essencial do trabalho realizado, foi analisado o diagrama de carga da fábrica, medido e fornecido antecipadamente por SiNGULAR project [135]. Várias medições foram realizadas no transformador de distribuição do PT1094, sendo registada a energia consumida pela fábrica ao longo de um dia e meio, incluindo assim os 3 turnos diários do dia 2 de Fevereiro de 2014, Figura 4.2. Foi ainda disponibilizado o fator de potência do transformador de distribuição da subestação PT1094 de aproximadamente 0,95. O transformador do posto de transformação está construído para trabalhar sobre uma potência diária de pico de aproximadamente 240 kW, pelo que transformadores de potências inferiores a 250 kVA não serão adequados para o diagrama de cargas apresentado [58] [82].

Para avaliação da concentração de EVs e seus efeitos no transformador de distribuição, foi pressuposto o seguinte:

- A fábrica apresenta uma fonte de produção de energia independente da rede, que consiste em unidades de produção fotovoltaica. A micro-geração PV está instalada na cobertura da unidade fabril.
- Os trabalhadores dos turnos apresentam EVs que utilizam como meio de transporte para a fábrica. Na unidade existem estruturas de carregamento para as baterias dos EVs, que entram diretamente no consumo diário da fábrica.

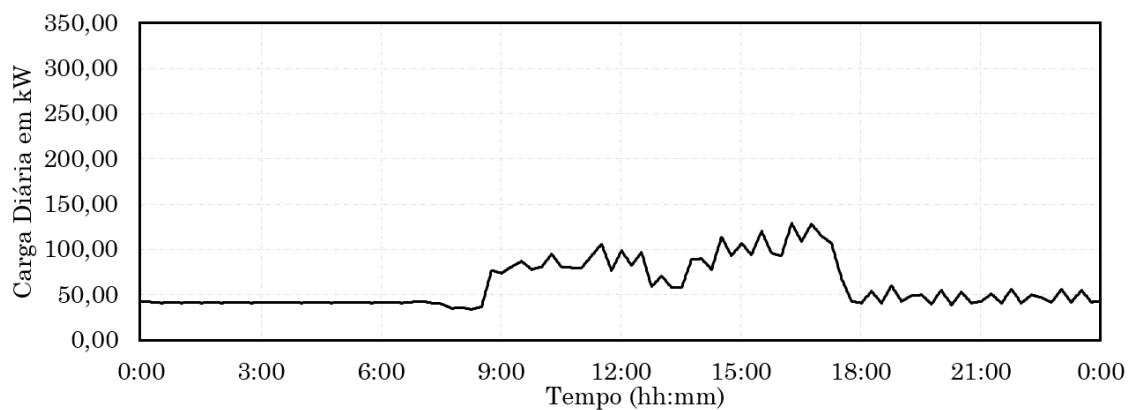


Figura 4.2: Diagrama Diário da Fábrica de Açúcar - $P_i(t)$

- Optou por se introduzir uma máquina adicional ao conjunto da maquinaria da fábrica, permitindo aumentar significativamente o seu consumo.

Na Figura 4.3 é demonstrado o esquema unifilar da rede de BT (0.4 kV), que interliga a rede de distribuição em MT (10 kV) ao cliente privado por meio do PT1094. É possível constatar o modelo do caso em estudo, composto pela fábrica de açúcar, os EVs dos trabalhadores da fábrica e as unidades de produção PV ligados à rede de distribuição.

4.2.3 Perfil de Carga das Baterias dos EVs

Parte essencial dos EVs, as baterias, são o fator que levam à aposta dos EVs no combate ao aquecimento global e diminuição das emissões de CO₂ no setor dos transportes. Como mencionado na secção 2.3.2, as baterias de iões de lítio são amplamente utilizadas nos EVs de hoje, apresentando uma densidade energética e tempo de vida superior a outros tipos de bateria [136].

Estando o setor das baterias cada vez mais em foco de desenvolvimento, espera-se o aumento da densidade energética das baterias de iões de lítio, assim como a diminuição dos seus custos. Como resultado, as baterias de iões de lítio tornaram-se a opção mais utilizada nos novos EVs

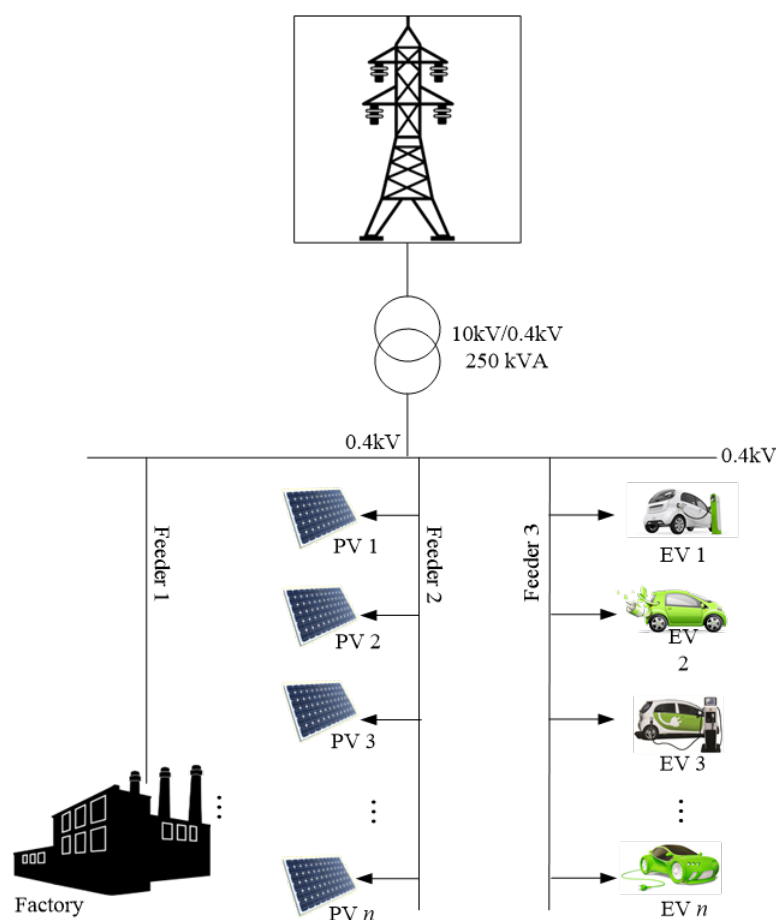


Figura 4.3: Esquema da Rede de BT

lançados no mercado [137], com capacidades entre 6 e 35 kW h e carregamentos que são divididos em lentos e rápidos, com períodos de tempo que vão entre 14 horas a 1 hora [58] [82].

Posto isto, para o caso em estudo, foram selecionados apenas veículos movidos com recurso a baterias de iões de lítio.

De forma a simplificar o processo da componente introduzida pelo carregamento das baterias dos EVs no consumo da fábrica de açúcar, a carga necessária para o carregamento dos EVs é simplesmente adicionada ao consumo diário da fábrica. Ao adicionar o consumo extra, proveniente dos processos de carregamento, espera-se um aumento substancial do diagrama de cargas diário do transformador do PT1094.

Hoje em dia existem diversos tipos de EVs no mercado, produzidos por diversas marcas. No caso em estudo são analisados 4 tipos diferentes de EVs: BMW i3, Renault ZOE, Ford Focus Electric e o Tesla Model S. As suas características podem ser consultadas nas referências [138], [139], [140] e [141], sendo que, para o trabalho realizado e de modo simplificado, apenas interessa saber a potência de carregamento e os tempos de carregamento das baterias, Tabela 4.2.

Como foi exposto, o número de trabalhadores por turno é de aproximadamente 40. Ao longo do estudo serão realizados diversos cenários onde será alterada a percentagens de EVs por turno. Por exemplo uma integração de 40% na amostra de 40 trabalhadores, corresponde a 16 trabalhadores com EV por turno.

Segundo a Associação de Utilizadores de Veículos Elétricos - UVE, no ano de 2016, venderam-se em Portugal 1 970 veículos elétricos, cerca de 51% acima do valor registado no ano anterior. Os EVs atingiram assim um total de 5 000 viaturas em Portugal, com dois dos modelos mais vendidos presentes no estudo, como o BMW i3 e o Renault ZOE [142]. Com base nisto e no estudo realizado em [58], optou por se escolher uma percentagem de 40% para o BMW i3, 25% para os EVs Renault ZOE e Ford Focus Electric e uma percentagem de 10% para o Tesla Model S. Este último foi escolhido devido à grande diferença de potência de carregamento, quando comparado com os restantes e pelo facto da Tesla estar a ser um grande impulsionador no ramo dos EVs.

Tabela 4.2: Características dos EVs

EVs	REF	% of EV	Carregamento Lento		Carregamento Rápido	
			Potência kW	Tempo h	Potência kW	Tempo h
BMW i3	[138]	40 %	4.6	4-5	7.4	3
Renault ZOE	[139]	25 %	3.7	6	7.4	3
Ford Focus Electric	[140]	25 %	3.68	6-7	7.36	3-4
Tesla Model S	[141]	10 %	16.8	3.5	16.8	3.5

4.2.4 Modelo de Carregamento das Baterias dos EVs

Para o perfil das baterias de iões de lítio utilizadas nos EVs do caso de estudo, foi usado um modelo simplificado de carregamento que pode ser consultado na Figura 4.4. Como se pode observar na fase inicial do carregamento, a bateria carrega a uma corrente (*Charge Current*) constante e

elevada, permitindo um aumento significativo do armazenamento da bateria. A bateria atinge nas horas iniciais grande parte da sua capacidade de armazenamento (*Capacity*).

À medida que a bateria vai carregando a uma corrente constante, a tensão (*Cell Voltage*) também vai aumentando até atingir o seu valor limite. Quando a tensão das células de lítio atinge o seu valor nominal, dá-se uma diminuição exponencial da corrente de carregamento. Nos momentos seguintes a bateria atinge a sua capacidade máxima mantendo a tensão constante [82] [143].

De notar, que a Figura 4.4, apenas exemplifica o modelo de carregamento das baterias, uma vez que são utilizados diferentes modelos de EV com diferentes características quanto ao tempo de carregamento e potência máxima. Este comportamento é adotado para todas as baterias dos EVs utilizados, onde não é considerada a influência da temperatura nas baterias dos EVs.

Para tornar o modelo mais realista, é realizado um algoritmo que atribui uma certa aleatoriedade no estado de carga das baterias dos EVs (SoC). O algoritmo permite, aquando da chegada aos postos de carregamento da fábrica, que os EVs apresentem estados de carga de bateria diferentes ou com alguma diferença.

O estado inicial de SoC é dado por um processo estocástico, calculado através de uma função densidade probabilidade (PDF) associada ao comportamento de condução, nomeadamente a distâncias percorridas pelos EVs.

À chegada dos EVs aos postos de carregamento da fábrica, a energia necessária para o carregamento completo das baterias, depende do estado inicial de SoC, das características da bateria e do período de tempo do carregamento.

Para o cálculo do SoC, é necessário uma análise das distâncias percorridas e hábitos de condução dos condutores dos EVs, sendo possível associar SoC a uma variável aleatória relacionada

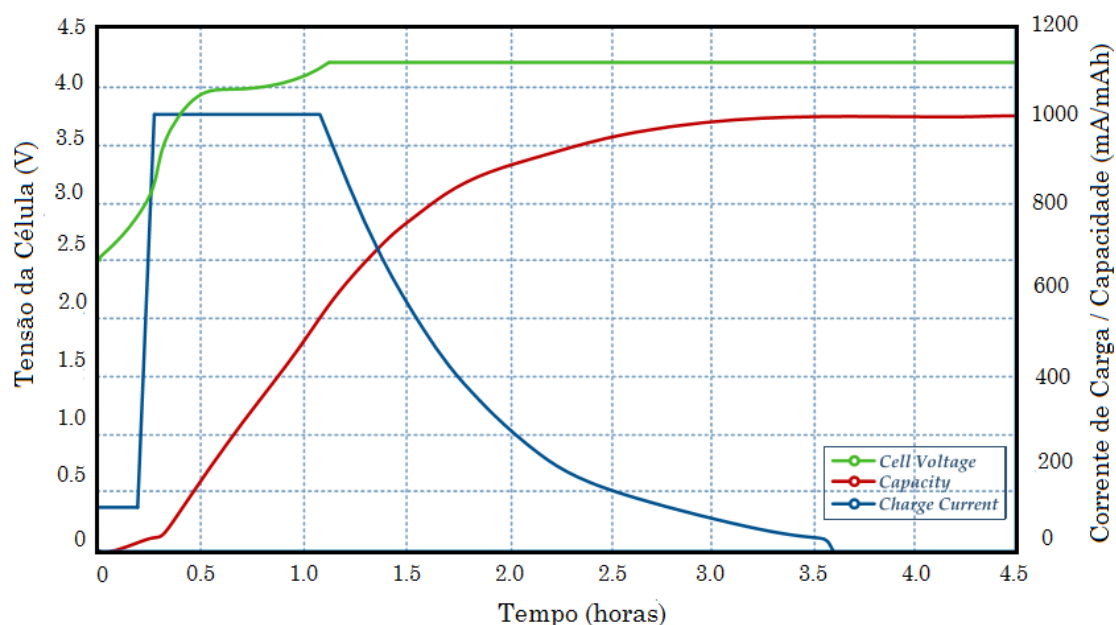


Figura 4.4: Esquema simplificado do perfil de carregamento das Baterias de lítio dos EVs [82]

com a distância percorrida.

Pereira et al. realiza em [144], um estudo sobre hábitos de condução na região da Grande Lisboa, onde é analisada uma amostra de 49 viaturas ICV com diferentes hábitos de condução diários. O estudo foi tido em conta como amostra dos hábitos de condução da população portuguesa para a resolução da presente dissertação. Foram usados os dados resultantes do trabalho e investigação desenvolvidos pelo autor, nomeadamente as distâncias percorridas pelos condutores que estiveram sobre estudo.

Foi realizada a respetiva adaptação ao problema abordado na dissertação, permitindo usar os dados relativos às distâncias percorridas pelos trabalhadores da fábrica com EVs, com o método utilizado em [82]. Através dos dados recolhidos por *Pereira et al.*, foi construída uma função de probabilidade de distância percorrida, Figura 4.5. A curva de probabilidade apresenta uma distribuição normal logarítmica, sem apresentar valores negativos, pelo facto de não existirem distâncias negativas. Por outro lado, apresenta uma distribuição infinita para distâncias positivas. A representação da curva é dada pela Equação 4.1, e representa a função densidade de probabilidade das distâncias percorridas pelos EVs dos trabalhadores da fábrica de açúcar.

$$(d; \mu; \sigma) = \frac{1}{d\sqrt{2\pi\sigma^2}} \times e^{-\frac{(\ln d - \mu)^2}{2\sigma^2}}, d > 0 \quad (4.1)$$

A Equação 4.1 depende da variável d , como a distância percorrida pelos veículos ao longo de um dia. Outros parâmetros como μ e σ , são parâmetros da função de distribuição normal, representando o valor médio e o desvio padrão da função. Os valores de μ e σ , retirados de [144], são 2,995 e 0,765 respetivamente.

Com a Figura 4.5, resultante da Equação 4.1 é possível o cálculo da carga que resta nos EVs, quando estes chegam aos postos de carregamento da fábrica. Isto porque é considerado que a bateria dos EVs segue um descarregamento linear, que depende da distância percorrida.

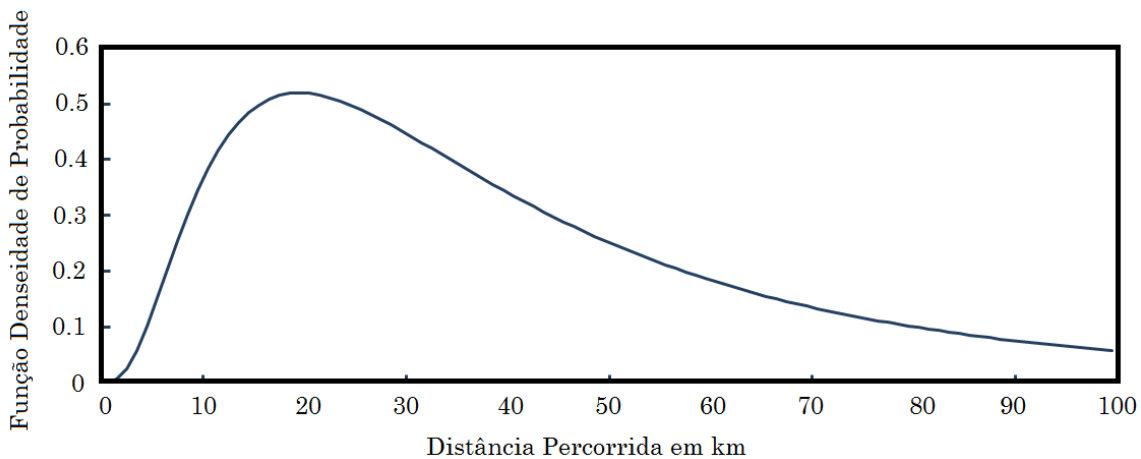


Figura 4.5: PDF da Distância Diária Percorrida pelos Veículos [82]

$$E_i = \left(1 - \frac{d}{d_R}\right) \times 100\% \quad (4.2)$$

O estado inicial da bateria, E_i , é dado pela Equação 4.2. Recorrendo a esta equação e substituindo na Equação 4.1, obtém-se a equação da curva de densidade de probabilidade do SoC da bateria, variando com a distância percorrida pelos EVs. Para este caso foi considerado que os EVs com SoC a 100%, percorrem uma distância máxima de 100 km, substituindo em d_R como o alcance máximo dos EVs.

$$(E; \mu; \sigma) = \frac{1}{d_R(1-E)\sqrt{2\pi\sigma^2}} \times e^{-\frac{[\ln(1-E) - (\mu - \ln d_R)]^2}{2\sigma^2}}, 0 < E < 1 \quad (4.3)$$

É possível substituir 4.1 em 4.2, uma vez que as duas equações apresentam um parâmetro em comum, como a distância percorrida pelos veículos d , e com isso obter a Equação 4.3. A equação representa a função densidade de probabilidade (PDF) de SoC das baterias dos EVs. A partir da Equação 4.3 e com os parâmetros, μ e σ , utilizados por *S. I. Vagropoulos et al.* em [145], é possível o cálculo da bateria que resta ao EV no início do carregamento, que, como se pode observar na Figura 4.6, pode apresentar alguma aleatoriedade de carga. Para o problema o SoC da bateria situa-se entre 25% e 95%.

Esta abordagem torna o modelo mais realista, uma vez que o utilizador de um veículo ICV nunca deixa o veículo ficar sem combustível. No caso dos EVs, os condutores não irão esperar que o nível da bateria chegue a zero ou perto disso, daí o intervalo de 25% a 95%. A função permite que os veículos alocados ao posto de carregamento, apresentem diferentes tempos de carregamento, uma vez que podem apresentar valores de SoC diferentes. Um EV que é colocado a carregar com um SoC a 50% demora bastante mais tempo do que um EV com um SoC de 90% para atingir a plena carga. Esta variação e aleatoriedade nos EVs altera ainda os consumos da fábrica, que passam a ter uma componente aleatória, introduzida pelas cargas necessárias ao carregamento

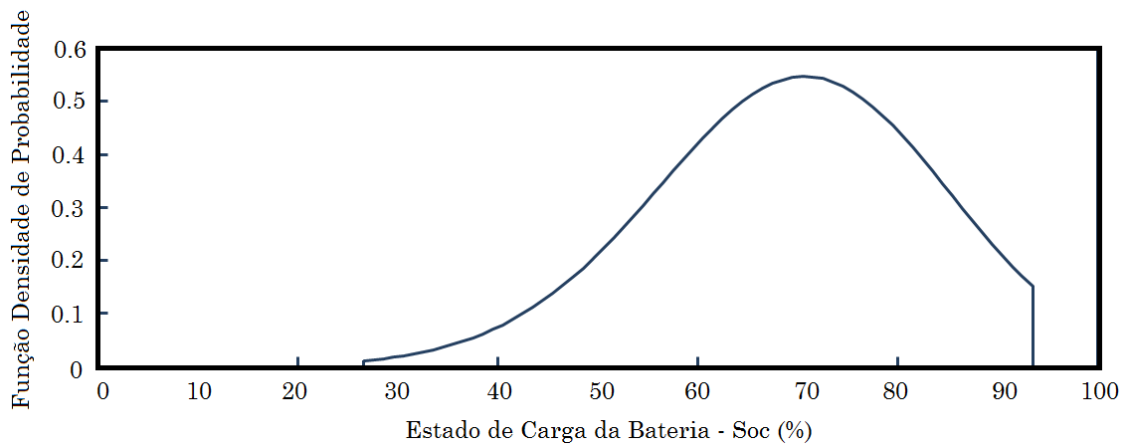


Figura 4.6: PDF de SoC da Bateria dos EVs [82]

das baterias.

Tirando partido do modelo apresentado para o carregamento, os EVs dos trabalhadores da fábrica dependem assim de dois parâmetros:

- O início do carregamento dos EVs depende do início de cada turno, 3 no total, e começa com a chegada dos trabalhadores à fábrica e ao seu turno.
- A duração do carregamento do EV, depende dos hábitos de condução do trabalhador da fábrica, nomeadamente da distância percorrida, que influenciam o SoC inicial.

4.3 Micro-Geração Fotovoltaica da Fábrica de Açúcar

Como foi referido na descrição da fábrica de produção de açúcar, assumiu-se que esta possui micro-geração PV na cobertura do edifício.

O objetivo da integração de instalações PV, passa pela análise do impacto que a energia produzida pelos painéis instalados, terá no carregamento dos EVs. Ou seja, utilizar a micro-geração para o carregamento das baterias dos EVs como alternativa à rede de distribuição. No entanto, é tido em conta que não é injetada energia na rede por parte das instalações PV.

Com as instalações PV, prevê-se que ocorra uma diminuição do nível de consumo por parte da fábrica, nomeadamente a diminuição da parcela introduzida pelas cargas dos EVs. Consequentemente como a fábrica de açúcar é alimentada pelo PT1094, no Capítulo 5 são analisados os efeitos no transformador.

Para a construção do modelo das instalações PV, foi analisada a cobertura do edifício da fábrica, admitindo que esta possui uma área suficiente para a instalação dos painéis. Para todos os cenários do estudo, foi utilizado e assumido que na cobertura existem cerca de 72 painéis fotovoltaicos construídos pela *SunPower* e do modelo X21-345. Este tipo de painel apresenta uma eficiência de 21,5%, superior a outras marcas, e composto por 96 células mono-cristalinas. Para além da eficiência, outro fator importante para o caso de estudo é a sua potência nominal que atinge 345 W, ocupando uma área de 1,62 m². Outras características relevantes e aspetos construtivos podem ser consultados em [146].

Para o cálculo da potência fornecida pelo conjunto da instalação fotovoltaica, recorreu-se a uma equação bastante simplificada, Equação 4.4, não tendo em conta fatores que influenciam as condições de funcionamento do PV, como a temperatura ambiente e perdas que possam ocorrer nas instalações. Foi ainda assumido que os painéis apresentam ao longo de todo dia uma eficiência (η) de 21,5% independentemente de alguns fatores que ocorram, estando portanto a funcionar na zona de potência máxima.

$$P_{PV}(W) = \eta \times \text{Área do Pannel (m}^2\text{)} \times \text{N}^\circ \text{ de Painéis} \times \text{Irradiação Solar (W/m}^2\text{)} \quad (4.4)$$

O parâmetro de Irradiação Solar foi obtido com recurso a [147], todavia os dados recolhidos para o dia 2 de Fevereiro de 2014 e para a Ilha de São Miguel, não se apresentavam satisfatórios

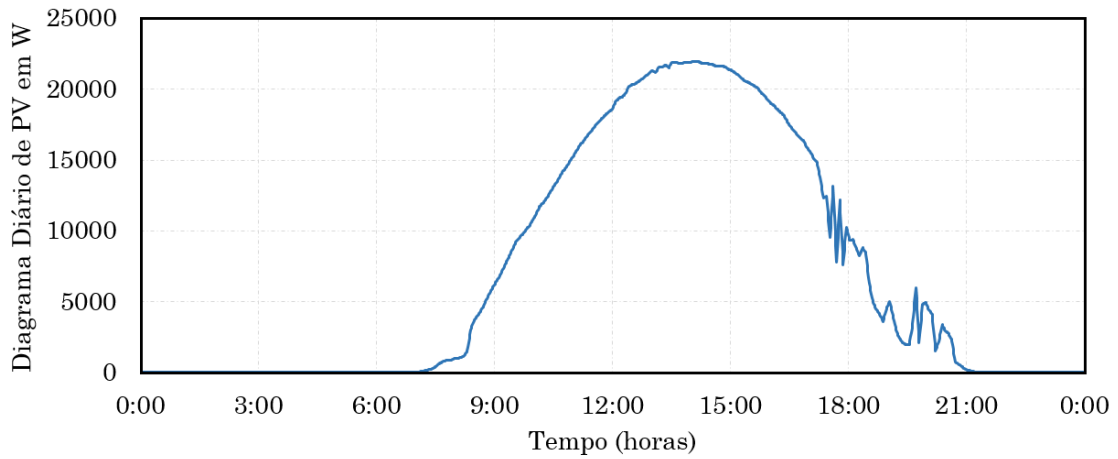


Figura 4.7: Produção Fotovoltaica da Fábrica de Açúcar - $P_{PV}(t)$

devido à nebulosidade existente neste dia, assumindo-se então, dados relativos a uma localidade no arquipélago da Madeira, São Roque, para o dia 1 de Julho de 2014. Os dados recolhidos para este dia e localidade apresentavam um aspeto bastante razoável, possibilitando o uso de instalações PV, pelo que se optou por usar em detrimento da primeira opção. Após o tratamento dos resultados foi obtida a curva de produção da micro-geração PV da fábrica da Figura 4.7.

4.4 Máquina introduzida nas instalações da Fábrica de Açúcar

Por fim, com o objetivo de aumentar significativamente o consumo da fábrica, foi introduzido ao modelo um Motor DC, LSKM 2254 M - Code 07 [148]. O motor permite um aumento da carga no transformador de distribuição do PT1094, com a sua potência de 74,7 kW adicionada às cargas dos EVs e da fábrica de açúcar. O motor para além da sua potência, apresenta uma velocidade de rotação de 690 rpm a uma tensão de 420 V e encontra-se em funcionamento durante todo o período analisado. Outras características podem ser consultadas na folha de características do motor.

Com a introdução do motor, verifica-se uma alteração no diagrama de cargas da fábrica de açúcar, $P_f(t)$ em kW, dado pela Equação 4.5 e demonstrado na Figura 4.8.

$$P_f(t) = \left| P_i(t) + P_M(t) \right| \quad (4.5)$$

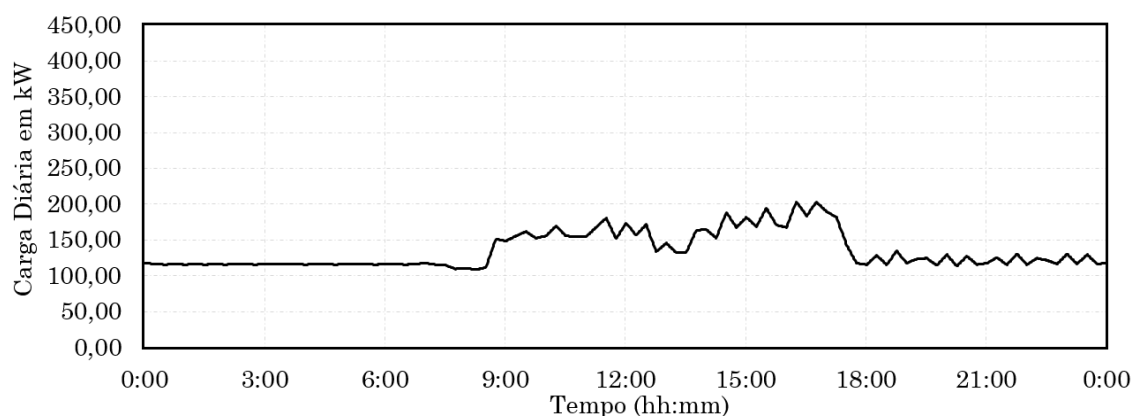


Figura 4.8: Diagrama Diário da Fábrica de Açúcar com o Motor DC - $P(t)$

4.5 Temperatura Ambiente

Como parâmetro essencial, para o cálculo da temperatura do ponto mais quente do transformador (θ_h), a temperatura ambiente desempenha um papel fundamental na localização dos transformadores, como se pode observar pela Equação 3.7 inserida no Capítulo 3. Como referido em 3.1.2, um transformador pode ser forçado a uma carga acima do seu valor nominal e mesmo assim não sofrer, pelo aumento da temperatura, quaisquer danos no seu isolamento. No entanto, é necessário que se verifique uma temperatura ambiente baixa, para que não ocorra um aumento excessivo de θ_h que ponha em causa o sistema de isolamento do transformador.

A temperatura ambiente (θ_a) é assim um parâmetro introduzido no caso de estudo que, como acontece com o parâmetro da Irradiação, é retirado de [147] e representada na Figura 4.9. Por uma

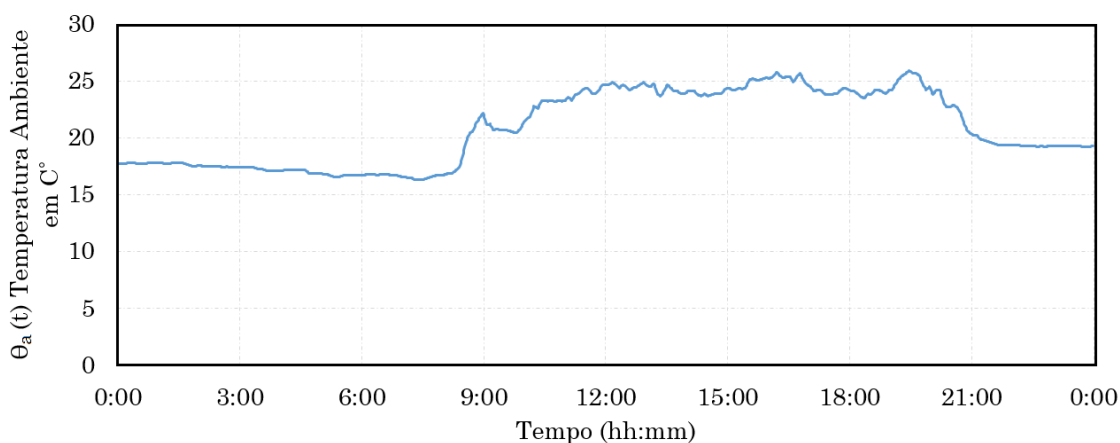


Figura 4.9: Temperatura Ambiente - $\theta_a(t)$

questão de credibilidade do modelo os valores relativos a estes dois parâmetros, foram retirados para o mesmo dia e localização (São Roque - 1 Julho de 2014) e posteriormente tratados.

4.6 Flowchart do Modelo Térmico

Com o modelo descrito é realizada uma simulação em *MathWorks Matlab*, utilizando a ferramenta de simulações *Simulink*. Transpondo o caso de estudo para o âmbito da simulação, é apresentado de forma detalhada a interação entre os componentes do modelo, permitindo obter os resultados apresentados no Capítulo 5.

Com a simulação em *Simulink*, é possível analisar o impacto dos EVs no transformador de distribuição do PT1094, mais concretamente o impacto que se dá na temperatura e perda de vida útil do transformador.

Para isso, é realizado o modelo térmico do transformador de distribuição, através das Equações apresentadas no Capítulo 3. O modelo térmico desenvolvido na simulação, é apresentado através de um *flowchart* da Figura 4.10, que representa o trabalho desenvolvido para o cálculo da temperatura do ponto mais quente θ_h .

O *flowchart* apresenta assim o caso simplificado, sendo que na fase seguinte são introduzidos os postos de carregamento para os EVs, instalações PV e a máquina DC nas instalações da fábrica de açúcar.

Como variável principal, o valor de K irá variar significativamente ao longo do período estudado, representando o fator de carga do transformador de distribuição do PT1094.

Para além de K , a simulação apresenta como variáveis de entrada, parâmetros relacionados com o próprio transformador de distribuição da Tabela 4.1 e inerentes ao modelo como θ_a e t .

O processo de simulação é iterativo, onde t representa, em minutos, a evolução temporal do período de tempo estudado de 24 horas (1440 min). Ao longo das iterações os valores de variáveis como $\Delta\theta_{hi}$, $\Delta\theta_{oi}$, θ_h e V_n e t_n são guardadas permitindo a resolução da iteração seguinte.

No final do período analisado, é calculado o tempo de vida útil perdido pelo transformador de distribuição, dado pelo parâmetro LOL , com recurso à Equação 3.6. Em percentagem e relativamente a um tempo de vida útil do transformador normalizado de 180 000 horas, este parâmetro é dado por:

$$LOL(\%) = \left(1 - \frac{180000 - \frac{LOL}{60}}{180000} \right) \times 100 \quad (4.6)$$

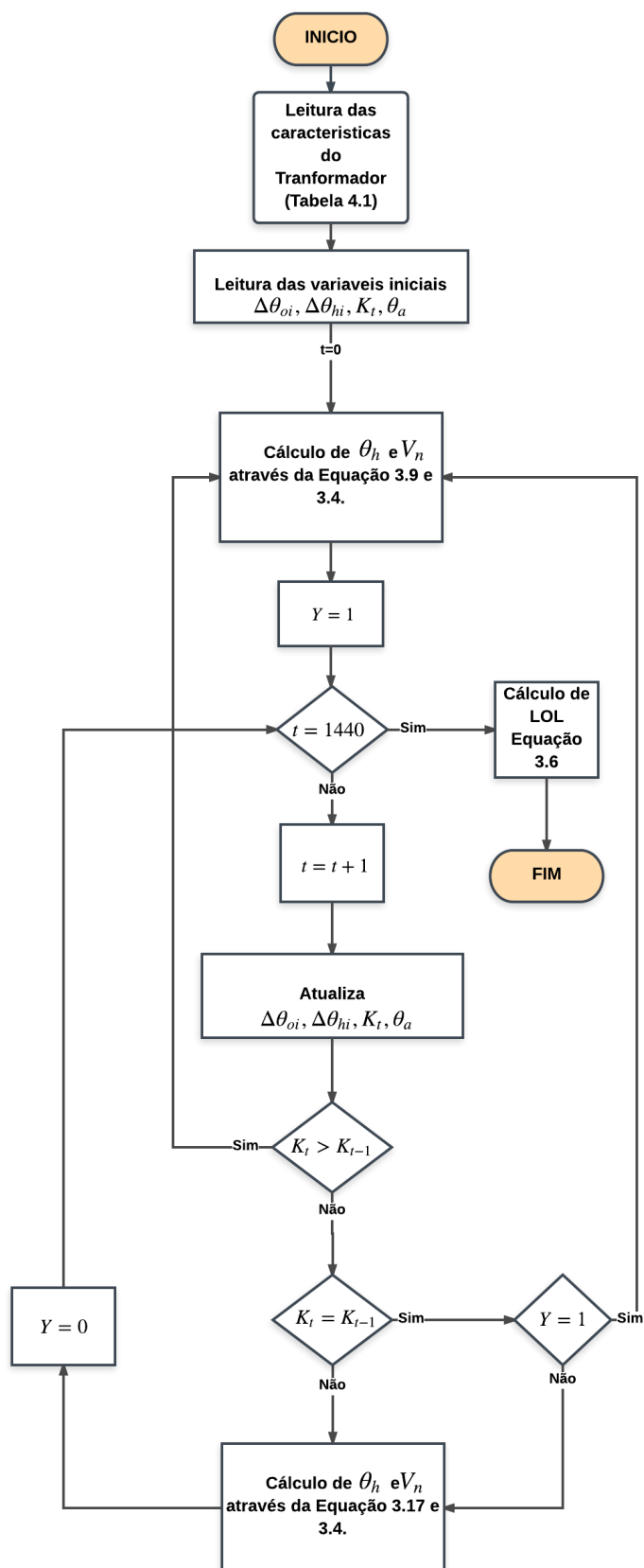


Figura 4.10: Flowchart da Simulação do Modelo

4.7 Agendamento do Carregamento dos EVs

Para evitar a sobrecarga do transformador do PT1094 é implementada, para além das instalações PV, uma solução que consiste na resolução de um algoritmo de agendamento do carregamento dos EVs. O algoritmo desenvolvido pelo autor e baseado em [82], avalia o efeito de sobrecarga induzida no transformador de distribuição pelos carregamentos dos EVs.

Com os EVs a carregar simultaneamente no início de cada turno, prevê-se a ocorrência de sobrecargas nos momentos iniciais, pelo que, o algoritmo desenvolvido tem o propósito de evitar a sobrecarga do transformador nesses instantes, otimizando o carregamento dos EVs.

O processo de otimização foca-se, em alocar temporalmente os carregamentos dos EVs ao longo dos turnos da fábrica, permitindo que as baterias atinjam a plena carga num período inferior à duração dos turnos e ao mesmo tempo prevenir a sobrecarga do transformador. Para isso, é armazenada informação que facilite o agendamento do carregamento dos EVs, como os parâmetros do transformador, o nível de carga das baterias dos veículos (SoC), o consumo da fábrica e a temperatura θ_a . O registo dos dados é feito com recurso a um *data logger*, possibilitando ao mesmo tempo a interação com o operador através de uma interface HMI (*Human-Machine Interaction*). A informação recolhida pelo aparelho HMI pode ser acedida com recurso a um dispositivo portátil, tendo em conta que apresenta transmissão via *wireless*, permitindo que seja acedida em qualquer parte. A Figura 4.11, permite observar com mais detalhe a estrutura do dispositivo que inclui o modelo de agendamento utilizado e detalhado de seguida.

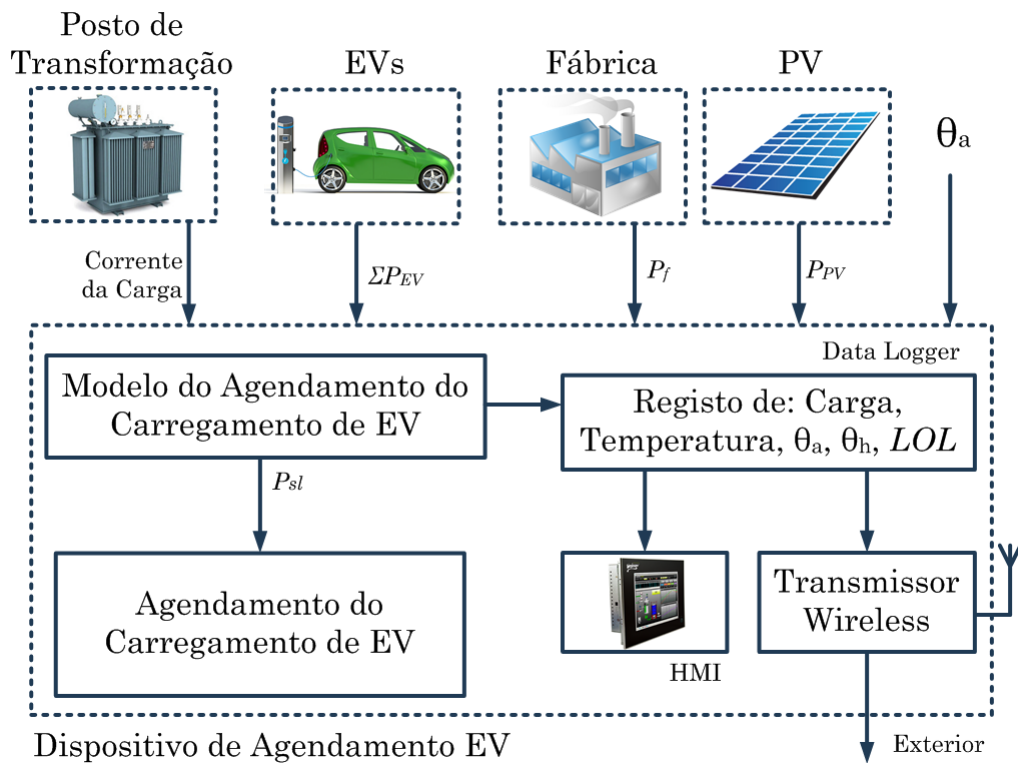


Figura 4.11: Estrutura do Agendamento Dimensionado

Para a resolução do algoritmo, é admitida a introdução de um limite pré definido (P_{sl}) por parte do operador do HMI, que limita a carga do transformador durante o período estudado. A predefinição deste limite na carga do transformador, permite que a soma das cargas provenientes do conjunto da fábrica e carregamento dos EVs sejam inferiores ao limite imposto. Com a potência nominal do transformador dada por L_L^T , P_{ls} deve ser fixado para valores inferiores, certificando-se assim que o transformador apenas alimenta uma carga inferior a L_L^T . De forma a isto ser possível é adicionada outra variável l_p , como limite desejado apresentando valores entre 0 e 1. A adição deste parâmetro permite que P_{ls} , seja sempre inferior a L_L^T e dado por:

$$P_{sl}(t) = L_L^T \times l_p \quad (4.7)$$

Pré definido P_{sl} é necessário obter o número de veículos a serem alocados para o instante seguinte ($t + 1$), sendo essencial quantificar a carga admitida em excesso no instante t superior a P_{sl} no diagrama de carga do transformador, dada por $P_\Omega(t)$ através do sistema de Equações 4.8.

$$P_\Omega(t) = \begin{cases} 0, & \forall P_T(t) \leq P_{sl} \\ \left\lceil \frac{P_T(t) - P_{sl}}{P_{EV}} \right\rceil \times P_{EV}, & \forall P_T(t) > P_{sl} \end{cases} \quad (4.8)$$

Analisando o sistema de Equações anterior, verifica-se que caso a carga total P_T , Equação 4.9, seja superior ao limite P_{sl} , o número de EVs alocados é dado pela expressão $\frac{P_T(t) - P_{sl}}{P_{EV}}$ sempre aproximada em excesso, uma vez que o carregamento é alocado na totalidade para o instante $t + 1$. Caso contrário $P_\Omega(t)$ é zero e não é acionado o agendamento de qualquer veículo.

$$P_T(t) = \left| P_f(t) + \sum_{EV=1}^{n_{EV}} P_{EV}(t) \right| \quad (4.9)$$

Resumidamente, o algoritmo de agendamento funciona da seguinte forma: inicialmente são lidos todos os parâmetros necessários, assim como P_{sl} introduzido por parte do operador e sobre o qual o agendamento vai ser acionado. De seguida é corrido um sistema de testes que avalia se a carga no instante t é superior ao limite. Caso P_{sl} seja violado são alocados n veículos para o instante $t + 1$, que corresponde ao minuto seguinte.

No instante seguinte $t + 1$ é novamente corrido um sistema de testes recorrendo às Equações 4.10, que verifica se existiu no instante t um corte do número de EVs em carregamento. Caso isso se tenha sucedido a carga do transformador, dada por $P_T(t + 1)$, é igual à soma da carga total para o instante $t + 1$ com a carga extra proveniente de t ($P_\Omega(t)$) e equivalente à carga do número de veículos alocados.

$$P_T(t+1) = \begin{cases} |P_f(t+1) + \sum_{EV=1}^{n_{EV}} P_{EV}(t+1)|, & \forall P_T(t) \leq P_{sl} \\ |P_f(t+1) + \sum_{EV=1}^{n_{EV}} P_{EV}(t+1) + P_{\Omega}(t)|, & \forall P_T(t) > P_{sl} \end{cases} \quad (4.10)$$

Substituindo P_T na Equação 4.10, é obtida a Equação 4.11.

$$P_T(t+1) = \begin{cases} P_T(t+1), & \forall P_T(t) \leq P_{sl} \\ P_T(t+1) + P_{\Omega}(t), & \forall P_T(t) > P_{sl} \end{cases} \quad (4.11)$$

Neste ponto é verificado se todos os EVs se encontram carregados. O algoritmo de agendamento é posto em espera até que novo veículo entre no posto de carregamento, nomeadamente no início de um novo turno.

O *flowchart* do algoritmo de agendamento pode ser consultado na Figura 4.12, onde é possível averiguar o seu funcionamento e operação.

Caso se opte pela introdução de micro-geração PV e da máquina DC na fábrica, também pode ser usado o algoritmo de agendamento, procedendo a alterações em P_T da Equação 4.9 obtendo a Equação seguinte:

$$P_T(t) = \left| P_f(t) + \sum_{EV=1}^{n_{EV}} P_{EV}(t) - P_{PV}(t) \right| \quad (4.12)$$

Onde $P_f = P_i(t) + P_M(t)$, como a potência de consumo da fábrica, quando é adicionado ao conjunto da maquinaria da fábrica a máquina DC. A Equação 4.10 no instante $t+1$ sofre também alterações devido à introdução da micro-geração, resultando na Equação 4.13.

$$P_T(t+1) = \begin{cases} |P_f(t+1) + \sum_{EV=1}^{n_{EV}} P_{EV}(t+1) - P_{PV}(t+1)|, & \forall P_T(t) \leq P_{sl} \\ |P_f(t+1) + \sum_{EV=1}^{n_{EV}} P_{EV}(t+1) - P_{PV}(t+1) + P_{\Omega}(t)|, & \forall P_T(t) > P_{sl} \end{cases} \quad (4.13)$$

Com isto, ambas as soluções abordadas para diminuição do envelhecimento do transformador, micro-geração PV + Agendamento, podem ser utilizadas em conjunto permitindo melhorar os resultados.

Para o caso em estudo utilizou-se assim o agendamento, de forma a prevenir a sobrecarga do transformador, predefinindo o valor de P_{sl} de modo que o diagrama de carga diário não o ultrapasse. Para o caso em estudo o limite imposto situa-se ligeiramente abaixo da potência nominal do transformador.

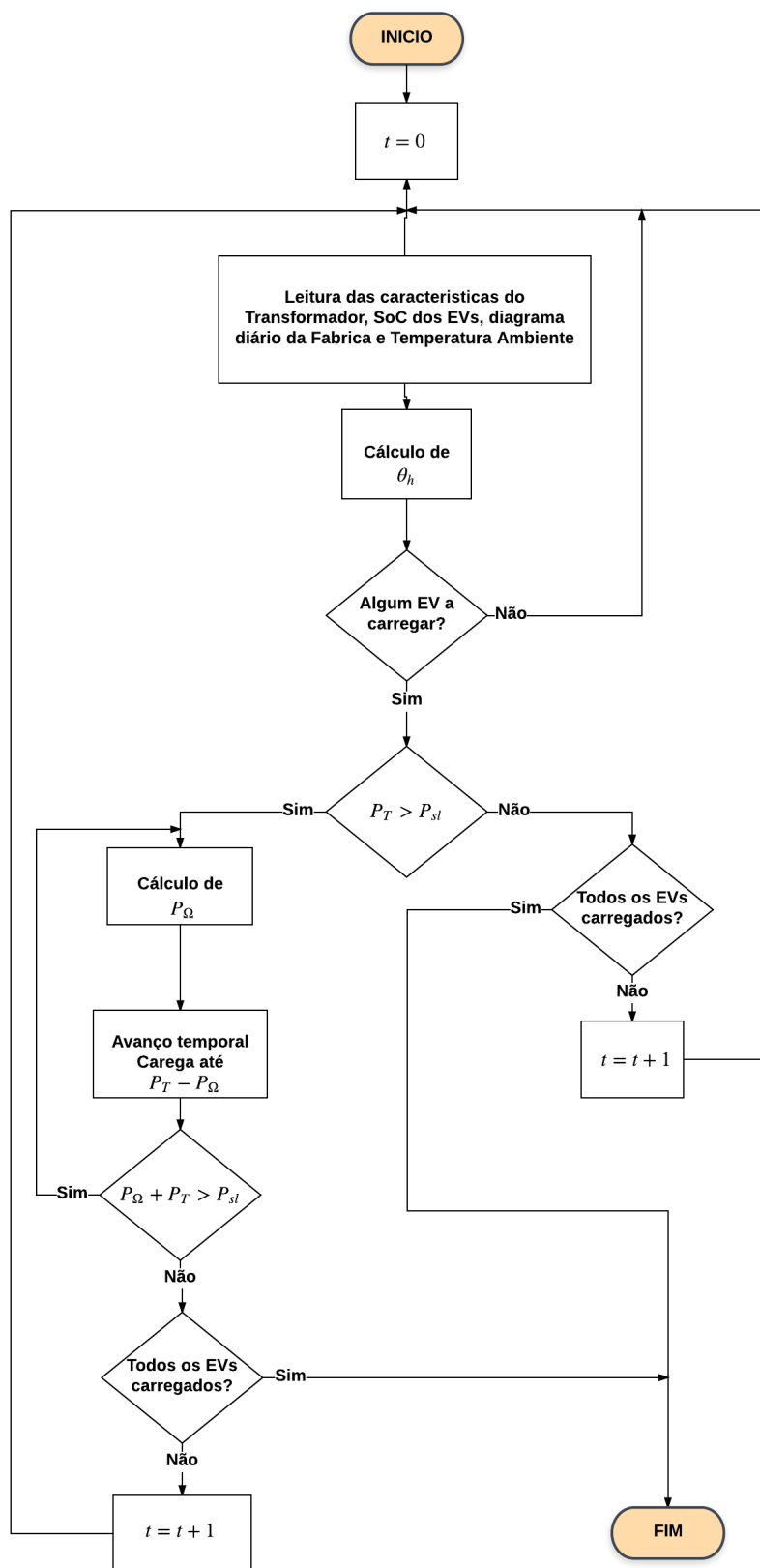


Figura 4.12: Flowchart de Operação do Agendamento

Capítulo 5

Apresentação e Discussão de Resultados

5.1 Introdução

Para a aplicação do modelo na simulação, são explorados dois cenários diferentes dos EVs da fábrica, representados na Tabela 4.2.

Primeiro é simulado um carregamento lento das baterias, com períodos de carregamento mais demorados, inferiores aos turnos dos trabalhadores (8 horas), no entanto, com potências de carregamento abaixo dos 5 kW (exceto para o Tesla) - **Cenário 1**.

Posteriormente, um carregamento rápido com períodos de tempo inferiores a 4 horas, mas com potências superiores ao cenário anterior - **Cenário 2**.

Nos cenários são incluídas algumas variações, como a presença ou não, de instalações PV e da máquina DC. Isto permite a representação de casos extremos na carga do transformador de distribuição e comparação entre vários cenários.

A carga do transformador ao longo do período estudado, pode ser dada pela Equação 5.1, tendo em conta que apenas são consideradas no conjunto da carga as instalações iniciais da fábrica e a carga de carregamento dos EVs.

$$P_T(t) = \left| P_i(t) + \sum_{EV=1}^{n_{EV}} P_{EV}(t) \right| \quad (5.1)$$

Assumindo-se a introdução de micro-geração, P_T sofre alterações que resultam da adição de produção extra, proveniente dos painéis solares e dada pela equação 5.2.

$$P_T(t) = \left| P_i(t) + \sum_{EV=1}^{n_{EV}} P_{EV}(t) - P_{PV}(t) \right| \quad (5.2)$$

Com a introdução da máquina DC nas instalações iniciais da fábrica, é adicionada a potência de consumo da máquina, pelo que P_T apresenta o seguinte aspeto:

$$P_T(t) = \left| P_i(t) + P_M(t) + \sum_{EV=1}^{n_{EV}} P_{EV}(t) - P_{PV}(t) \right| \quad (5.3)$$

Como referido na secção 4.2.3, assumiu-se que os trabalhadores distribuídos pelos turnos de trabalho da fábrica, conduzem EVs. Para cada um dos cenários, lento e rápido, é simulado o modelo com um determinado número de EVs, por turno, que variam entre uma concentração elevada a muito elevada. São abordadas percentagens acima dos 50%, com pelo menos metade dos trabalhadores do turno a possuírem EVs. Os testes realizados para ambos os Cenários 1 e 2 apresentam os seguintes casos: 0%, 55%, 60%, 65%, 70% e 75%.

O capítulo seguinte tem assim como objetivo a apresentação e discussão dos resultados das simulações, onde são avaliados 4 parâmetros:

- Diagrama de carga do transformador de distribuição do PT1094 - $P_T(t)$.
- Temperatura do Óleo de Topo - $\theta_o(t)$.
- Temperatura do ponto mais quente ou temperatura Hot-Spot - $\theta_h(t)$
- A perda de vida útil do transformador - LOL .

Inicialmente são apresentados os resultados, com o auxílio de figuras, divididas em 3 gráficos que traduzem os valores obtidos quando a fábrica não possui instalações PV. Os gráficos, realizados em *Excel*, permitem analisar a evolução temporal dos três primeiros parâmetros para todas os níveis de EVs. De seguida é introduzido na simulação a micro-geração PV, tendo em conta o caso de 55% de EVs nos turnos diários da fábrica.

Após uma análise inicial, é realizada uma avaliação ao último parâmetro, calculado na simulação. São apresentados os valores obtidos por meio de tabelas, divididas por cenário, com/sem a presença de máquina DC e micro-geração PV.

Por fim é tido em conta o algoritmo de agendamento criado pelo autor, com a realização e apresentação das simulações, avaliando todos os parâmetros referidos anteriormente.

5.2 Sem Dispositivo de Agendamento

5.2.1 Cenário 1 - Sem máquina

Na Figura 5.1 observam-se os três primeiros parâmetros em análise, divididos pelos gráficos a), b) e c). No gráfico a) é perceptível que o transformador fica sobrecarregado apenas no turno das 16:00 e para níveis acima de 65% de EVs. Nos outros turnos o transformador não entra em sobrecarga, com o seu diagrama de carga abaixo do limite, devido ao baixo consumo que se verifica na fábrica no turno das 00:00 horas e no início do turno das 8:00 horas. O aumento da carga que se faz sentir com o aumento de EVs, tem repercussões na temperatura do transformador. É visível nos gráficos b) e c) o aumento de θ_o e θ_h em cada turno, porém atingem valores que não põem em causa o sistema de isolamento do transformador.

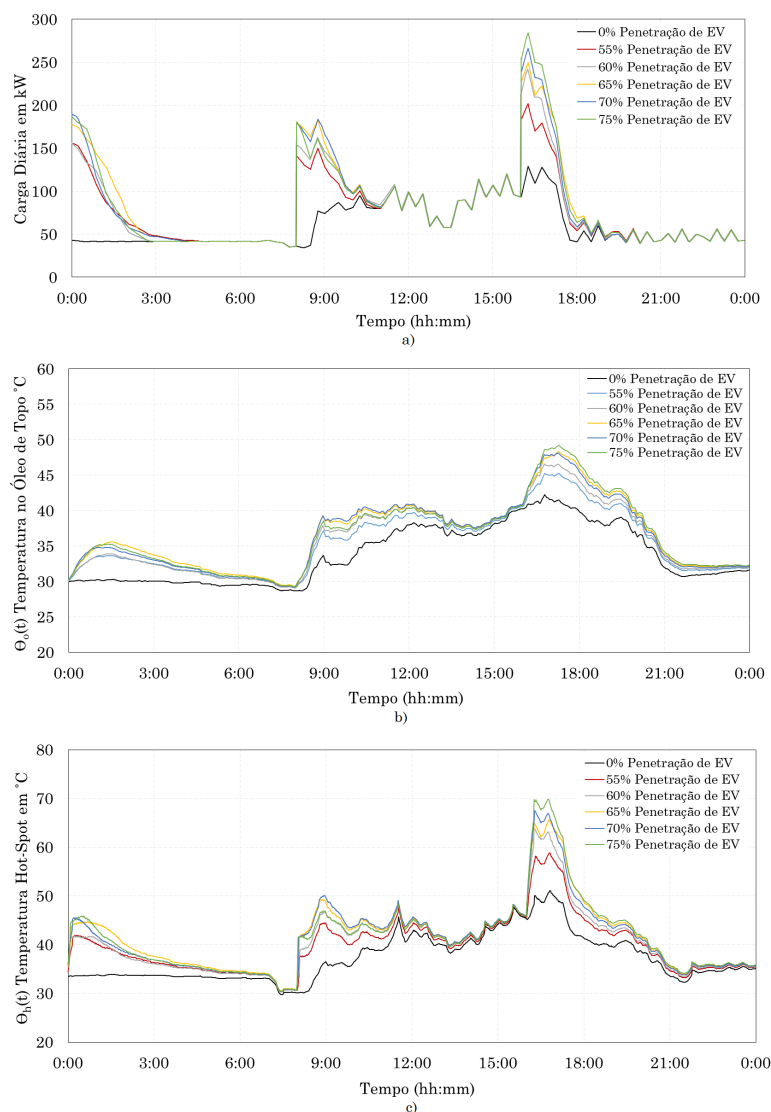


Figura 5.1: Cenário 1 - Sem máquina

a) Diagrama de Cargas; b) θ_o -Temperatura do Óleo de Topo; c) θ_h -Temperatura Hot-Spot

Após a introdução das instalações PV na fábrica, verifica-se uma diminuição do consumo da mesma. Na Figura 5.2, são representados os três parâmetros inicialmente analisados para uma integração de 55% de EVs, onde é possível observar que existe uma diminuição do diagrama de cargas da fábrica no período de maior exposição solar. A diminuição do diagrama de cargas neste período, entre o turno das 8:00 e 16:00 horas, leva à diminuição da temperatura de trabalho do transformador, visível nos gráficos b) e c). Após o carregamento dos EVs do turno das 8:00, o diagrama de carga para uma penetração de 55% com PV, é inferior aos demais casos representados.

Não se verifica, devido à disposição dos turnos diários, uma grande interferência no carregamento dos EVs por parte das instalações PV.

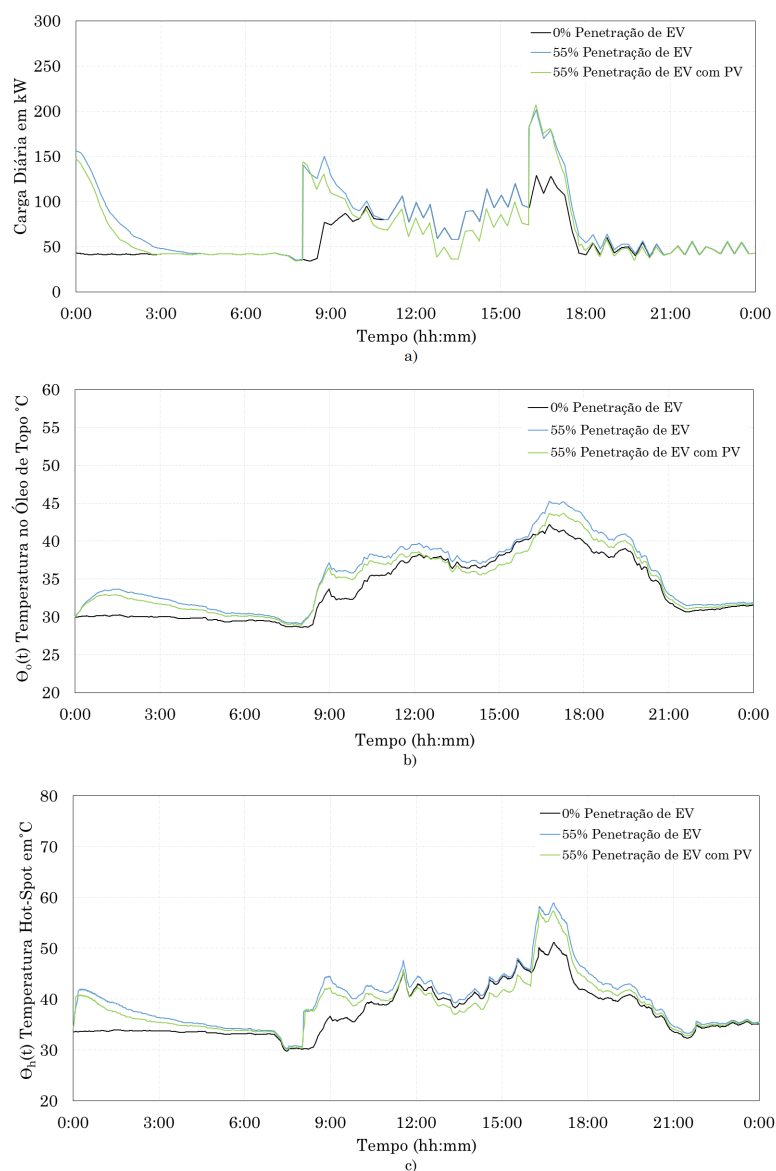


Figura 5.2: Cenário 1 - Sem máquina com PV

a) Diagrama de Cargas; b) θ_o -Temperatura do Óleo de Topo; c) θ_h -Temperatura Hot-Spot

5.2.2 Cenário 1 - Com máquina

Na Figura 5.3, está representado o cenário anterior, no entanto é adicionada a máquina DC ao consumo da fábrica. Com isto, ocorre o aumento do diagrama de carga do transformador em cerca de 75 kW para o período em estudo. Com o aumento do consumo da fábrica os efeitos da presença de EVs serão agravados, permitindo a entrada em sobrecarga do transformador nos 3 turnos. Com clara evidência para o turno das 16:00, onde para todas as penetrações, o transformador entra em sobrecarga no período de carregamento dos EVs. Com o aumento do consumo da fábrica, introduzido pela máquina DC, é visível pelos gráficos b) e c), que ocorre o crescimento substancial da temperatura de trabalho do transformador nos 3 turnos, com ênfase no turno das 16:00 horas. Este aumento da temperatura, nomeadamente o crescimento da temperatura Hot-Spot (θ_h), reflete-se na deterioração do sistema de isolamento do transformador.

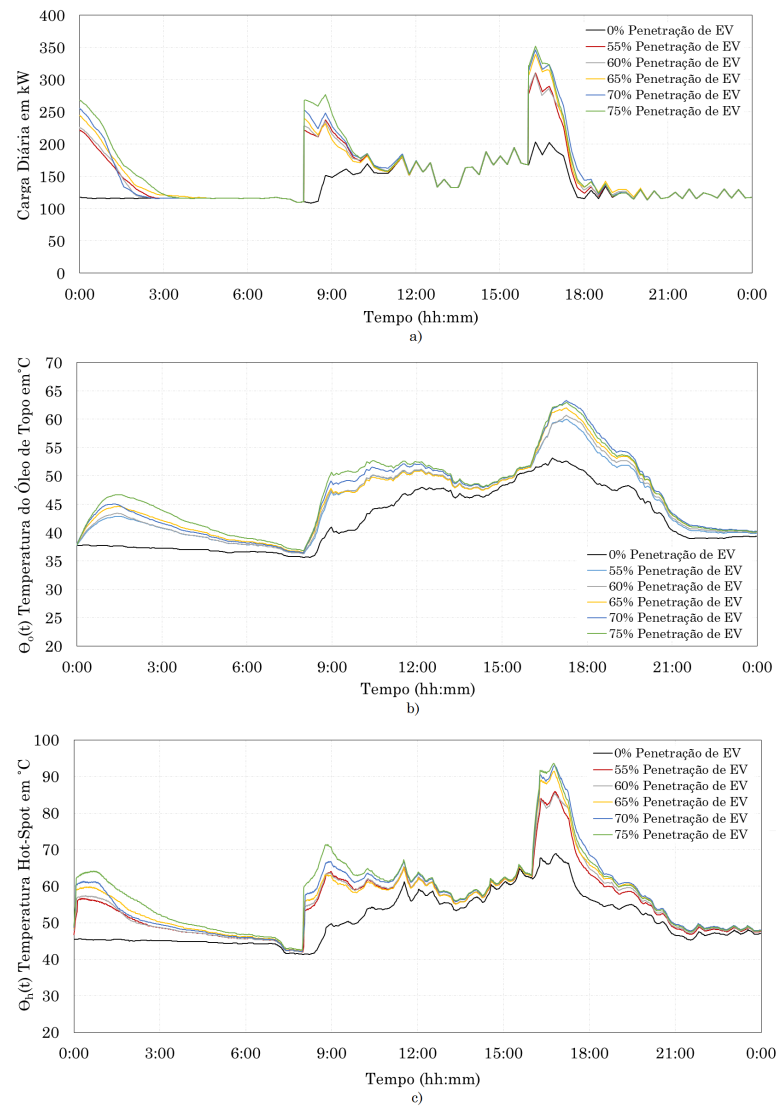


Figura 5.3: Cenário 1 - Com máquina

a) Diagrama de Cargas; b) θ_o -Temperatura do Óleo de Topo; c) θ_h -Temperatura Hot-Spot

Posteriormente à introdução da máquina DC, foi adicionado o sistema de instalações PV, com o intuito de observar os efeitos após o aumento do consumo da fábrica. Na Figura 5.4, gráfico a), é possível analisar o diagrama de carga do transformador com máquina DC e instalações PV, para uma penetração de 55%. Examinando o gráfico verifica-se uma diminuição da carga no período de maior radiação solar, no entanto, devido à carga adicional da fábrica e disposição dos turnos, o transformador entra em sobrecarga no turno da 16:00 horas, mesmo com instalações PV. Ainda assim, verifica-se uma descida do diagrama de cargas do turno das 8:00 e das 16:00 horas, com repercussões na temperatura do transformador, gráficos b) e c), e na deterioração dos sistema de isolamento.

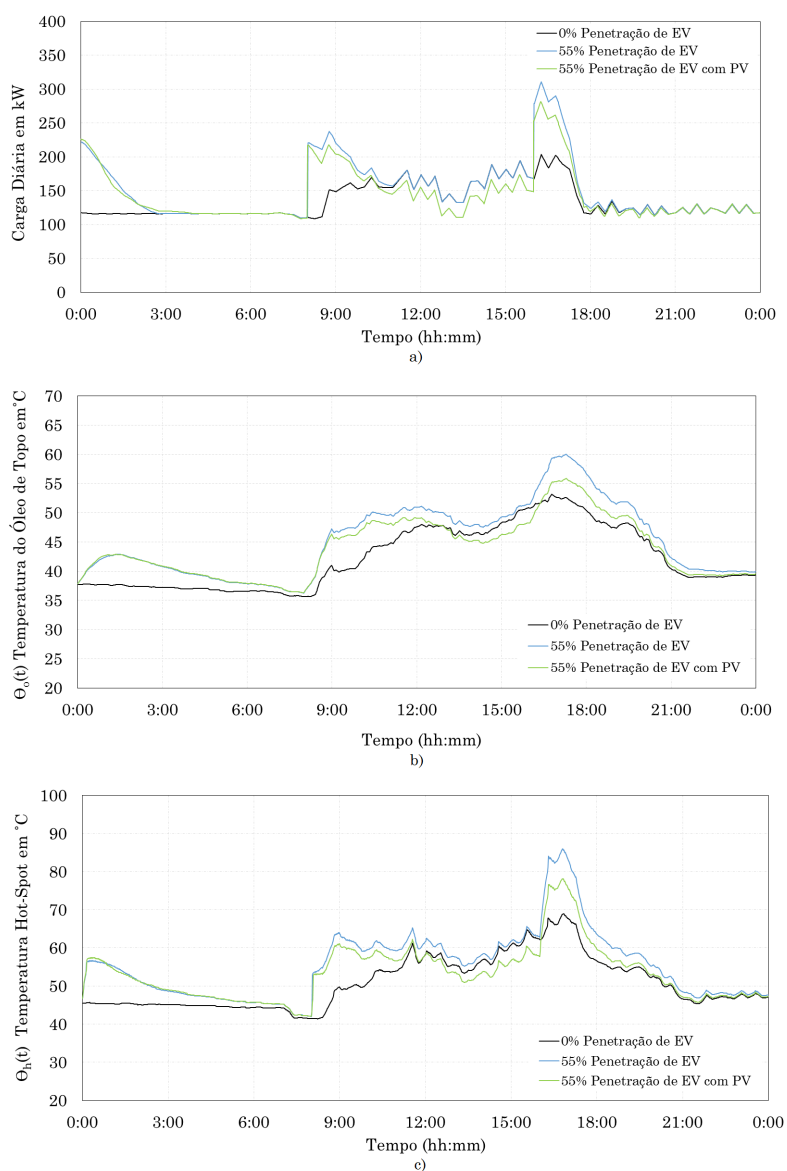


Figura 5.4: Cenário 1 - Com máquina e PV

a) Diagrama de Cargas; b) θ_o -Temperatura do Óleo de Topo; c) θ_h -Temperatura Hot-Spot

5.2.3 Cenário 2 - Sem máquina

A Figura 5.5 representa a evolução temporal dos parâmetros inicialmente avaliados, introduzindo o modo de carregamento rápido. Como se pode observar pelo gráfico a), o transformador apresenta-se sobrecarregado em quase todos os níveis de penetração de EVs, devido ao aumento da potência de carregamento das baterias. Com destaque para o turno das 16:00, que se torna o turno onde os efeitos da introdução dos EVs têm um maior impacto. Para além disso, nos restantes turnos também se deu um aumento substancial da carga, ainda que por períodos de tempo inferiores ao **Cenário 1**. A grande variação que se faz notar no início dos turnos, leva a um aumento considerável da temperatura do transformador, gráfico b) e c), decaindo à medida que os EVs atingem a plena carga, com implicações na deterioração do isolamento.

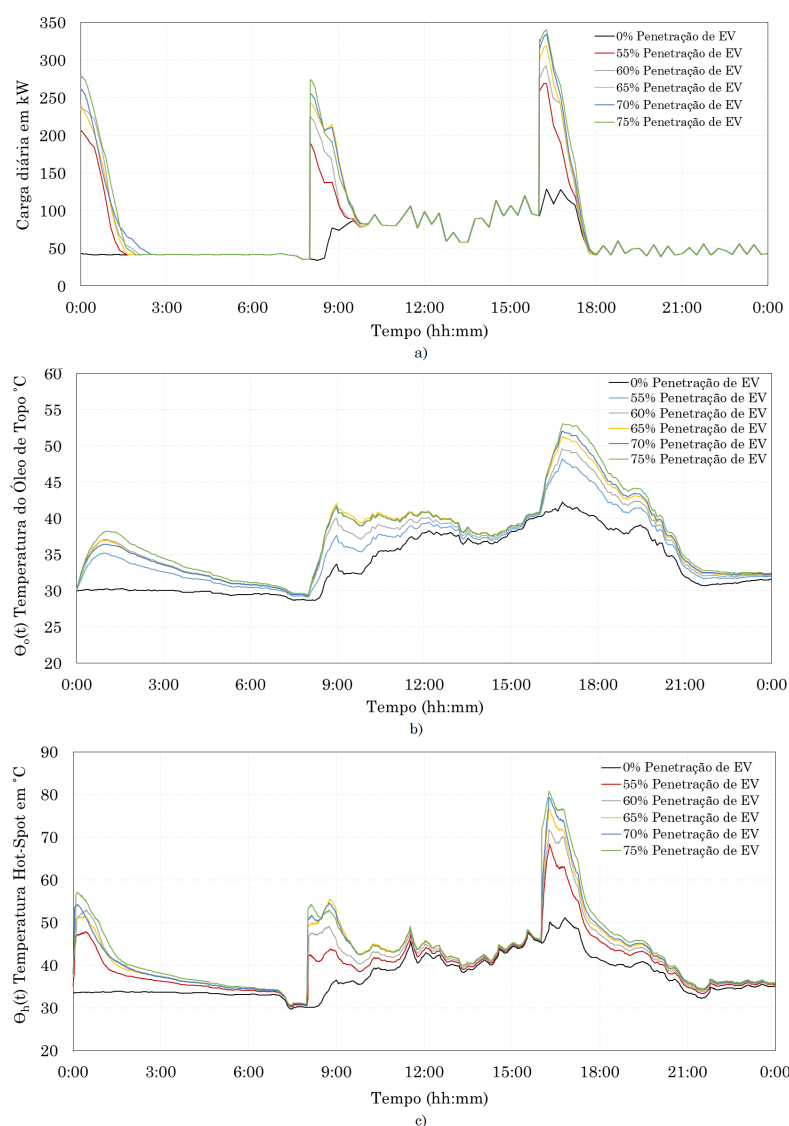


Figura 5.5: Cenário 2 - Sem máquina

a) Diagrama de Cargas; b) θ_o -Temperatura do Óleo de Topo; c) θ_h -Temperatura Hot-Spot

Do mesmo modo, foi analisado o **Cenário 2** com instalações PV, Figura 5.6. Onde se verifica, no turno das 8:00 horas, que a introdução de PV não tem o efeito desejado, uma vez que é realizado o modelo com imprevisibilidade no SoC da bateria dos EVs. No período crítico das 16:00 horas, apesar das instalações PV, o transformador entra em sobrecarga por um curto período de tempo no nível de menor penetração 55%. Com isto, é possível afirmar que para penetrações acima de 55% o transformador entrará em sobrecarga no turno da tarde.

Todavia, no período de maior produção PV, existe uma diminuição da carga devido à produção das instalações. Com a introdução do PV, a temperatura do transformador, gráfico b) e c), sofre uma ligeira diminuição, no período referido, acarretando um efeito benéfico para o transformador.

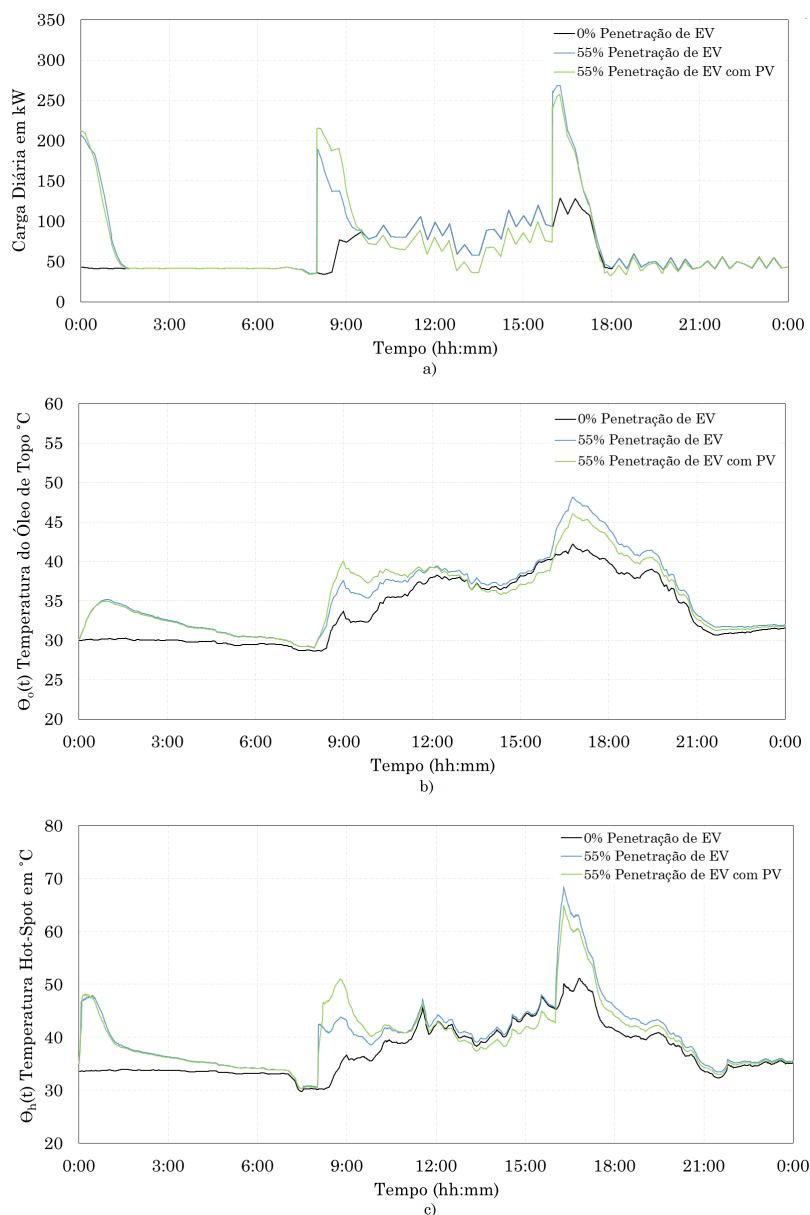


Figura 5.6: Cenário 2 - Sem máquina

a) Diagrama de Carga; b) θ_o -Temperatura do Óleo de Topo; c) θ_h -Temperatura Hot-Spot

5.2.4 Cenário 2 - Com máquina

Para o **Cenário 2**, com a intenção de observar o caso extremo, é introduzida a máquina DC na fábrica. Foram obtidos os resultados da Figura 5.7, onde, segundo o gráfico a), o transformador entra em sobrecarga. A sobrecarga ocorre no início de todos os turnos da fábrica, para todos os níveis de EVs estudados. Apesar da sobrecarga ocorrer num curto espaço de tempo, em virtude dos EVs, a carga, ao atingir um nível muito elevado leva a uma intensificação da temperatura do transformador, gráficos b) e c). Verifica-se que a temperatura Hot-Spot (θ_h) chega a ultrapassar os 100 °C para penetrações acima de 60%. O sistema de isolamento, sofre para este cenário uma degradação bastante elevada, diminuindo a esperança de vida útil do transformador.

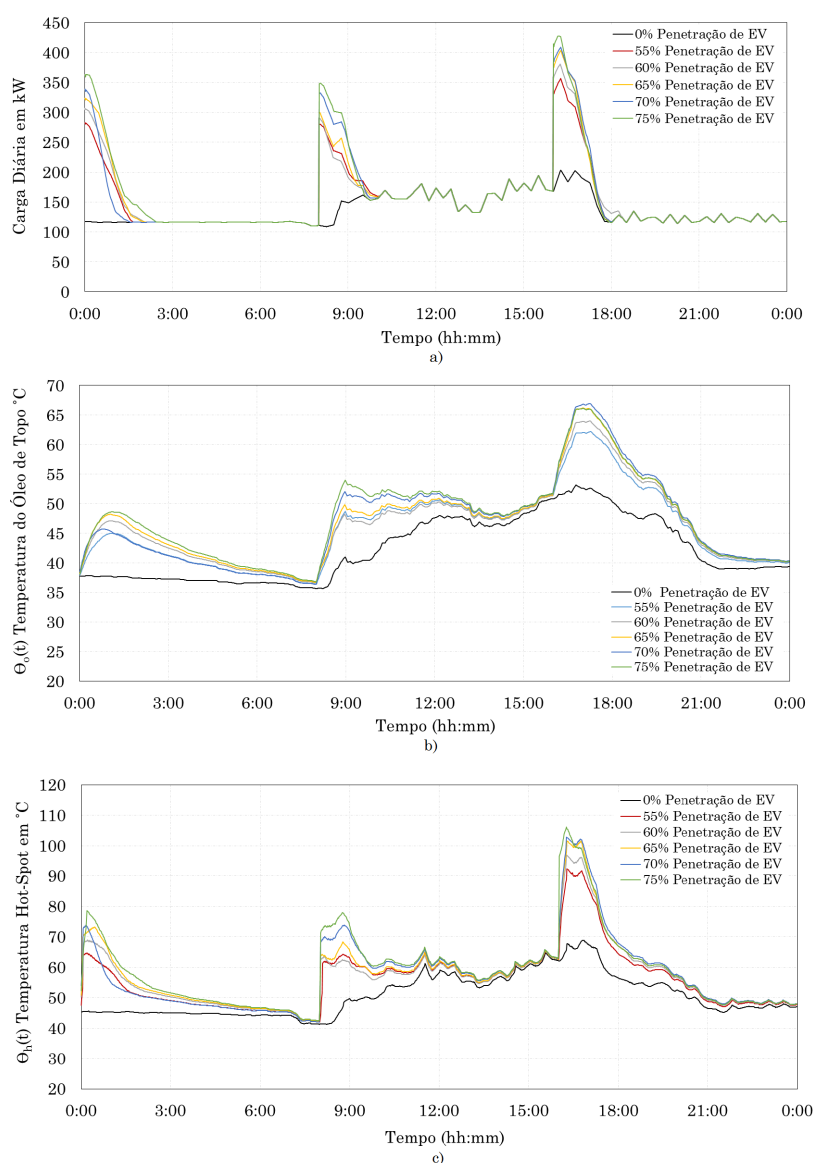


Figura 5.7: Cenário 2 - Com máquina

a) Diagrama de Carga; b) θ_o -Temperatura do Óleo de Topo; c) θ_h -Temperatura Hot-Spot

Na Figura 5.8, como tem vindo a ocorrer nos cenários anteriores, a introdução de PV no modelo apenas surte efeito para período de maior radiação solar. Observa-se, no gráfico a), a diminuição da carga a alimentar pelo transformador, no intervalo de tempo do turno das 8:00 horas, nomeadamente após o carregamento dos EVs. Na medida em que, no início do carregamento das baterias a produção de energia fotovoltaica, é insuficiente para atingir os resultados desejados.

Ao nível da temperatura do transformador, gráficos b) e c), as instalações PV permitem a diminuição da temperatura no período de maior radiação, diminuindo a perda de vida útil do transformador.

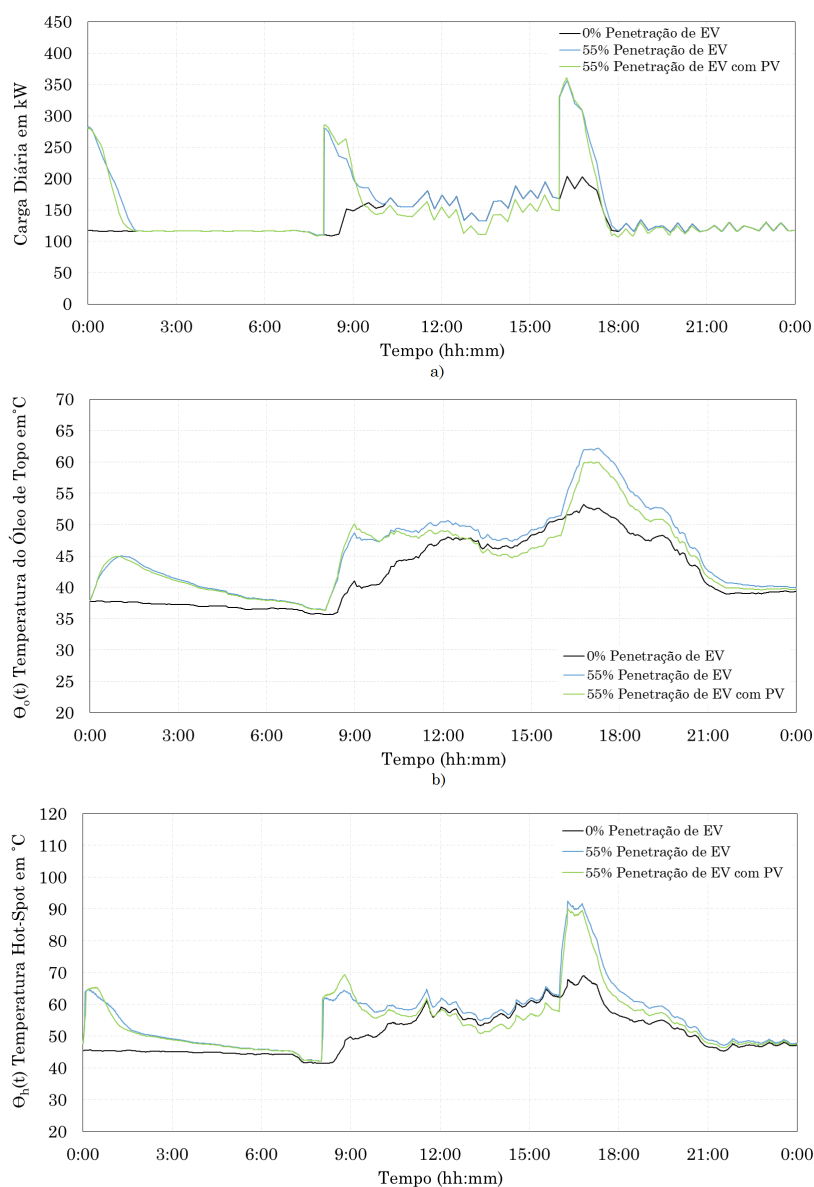


Figura 5.8: Cenário 2 - Com máquina e PV

a) Diagrama de Carga; b) θ_o -Temperatura do Óleo de Topo; c) θ_h -Temperatura Hot-Spot

5.2.5 Análise de Resultados

Com os resultados apresentados para cada Cenário, com/sem máquina, com/sem PV, foi possível através da simulação, o cálculo do último parâmetro. É obtido o valor e percentagem de vida útil que o transformador perde ao longo de um dia (*LOL*), representado nas Tabelas 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4.

Partindo para uma análise crítica das tabelas verifica-se que, no **Cenário 1 - Sem máquina** e sem PV, a percentagem de *LOL* do transformador é relativamente pequena. No entanto, com os níveis de EVs ocorre um aumento deste parâmetro. Este cenário pode ser observado na Tabela 5.1, onde se verifica o aumento do envelhecimento do transformador com as concentrações de EVs.

Com o aumento dos EVs, Figura 5.1, o transformador ultrapassa a sua capacidade nominal no turno das 16:00 horas, uma vez que a fábrica apresenta um consumo mais elevado neste turno.

O mesmo já não acontece nos outros dois turnos, no caso de uma penetração de 0% para o turno das 00:00 horas o diagrama de carga é relativamente baixo, pelo que, a introdução de EVs não leva ao aparecimento de uma sobrecarga no transformador. No turno da manhã, 8:00 horas, com a introdução dos EVs verifica-se um aumento da carga do transformador, contudo atingindo valores abaixo de 200 kW. Neste turno, apesar do consumo da fábrica começar a aumentar no período de carregamento dos EVs, as baterias estão quase na plena carga não se traduzindo na sobrecarga do transformador.

Como o transformador não entra praticamente em sobrecarga, com exceção para alguns níveis de EVs no turno das 16:00 horas, a temperatura Hot-Spot (θ_h) não atinge valores elevados. Com θ_h bastante inferior à temperatura referência de 110°C, a taxa de envelhecimento V é muito inferior a 1, manifestando-se para todo o período de 24 horas num valor diminuto de *LOL*.

Como foi mencionado na análise inicial, a micro-geração PV permite diminuir a temperatura do transformador no período de maior radiação solar. Com a diminuição da temperatura, nomeadamente de θ_h , verifica-se uma diminuição do *LOL*. Comparando os resultados obtidos para o parâmetro, é perceptível que, apesar de inicialmente a fábrica não ter instalações PV e os valores de *LOL* serem relativamente baixos, a presença de produção na fábrica permite uma diminuição significativa deste indicador. Por exemplo, com a introdução de produção fotovoltaica foi possível diminuir a percentagem de *LOL* do transformador, aproximando o caso de 75% EVs com PV ao caso de 60% EVs sem PV

Com a inserção da máquina DC no **Cenário 1**, Figura 5.3, deu-se o aumento do diagrama de carga no transformador e com isso menos "espaço" para introdução das cargas ligadas ao carregamento das baterias dos EVs. Desta forma verifica-se, um aumento dos períodos de tempo em que o transformador se encontra sobrecarregado. Como foi referido na análise simplificada do caso, os turnos das 00:00 e 8:00 horas, que anteriormente (sem máquina) se encontravam com nível de carga abaixo da sobrecarga, encontram-se neste caso e para alguns níveis de EVs em sobrecarga.

No turno da meia noite e durante os instantes iniciais, o transformador fica sobrecarregado para os casos de 65%, 70% e 75%. A sobrecarga vai diminuindo à medida que as baterias atingem a plena carga, devido ao consumo constante que a fábrica apresenta durante a noite.

Para o turno da manhã, com uma percentagem de 75% de EVs o transformador fica sobrecarregado durante maior parte do período de carregamento. Para os restantes níveis, o diagrama de carga do transformador encontra-se entre os 200 kW e 250 kW apenas nos períodos iniciais de carregamento dos EVs, com descida conforme as baterias atingem a plena carga. No período crítico da tarde, turno das 16:00, o transformador fica em sobrecarga durante a maior parte do tempo de carregamento dos EVs atingindo no pior dos casos cerca de 350 kW (75% de EVs).

Devido à presença da máquina, a temperatura θ_h aumentou em todos os intervalos de tempo. Com o aumento da temperatura, o valor da taxa de envelhecimento (V) para cada intervalo de tempo altera-se, aumentando segundo a Tabela 3.3. Comparando a Tabela 5.2 com a Tabela 5.1 do caso anterior, é possível observar o aumento de LOL com a introdução da máquina DC. Para o pior caso deste **Cenário 1 - Com máquina**, 75% EVs sem PV, durante o período de 24 horas o transformador perde cerca de 711 min, equivalente a 0,007%, enquanto que no caso anterior apenas perdia 0,0005%.

A introdução de instalações PV no **Cenário 1 - Com máquina**, representado na Figura 5.4, diminui a carga diária do transformador. Ainda que por um curto período de tempo, a diminuição da carga permite a redução de θ_h e LOL . Para o caso mais extremo, 75% de EVs com PV, o LOL do transformador é 44% inferior ao caso sem PV. A diferença entre a utilização ou não de produção PV, é aproximadamente de 314 min num período de 24 horas, como se pode verificar na Tabela 5.2.

Tabela 5.1: Cenário 1 - Sem máquina

Penetração de EV (%)	Sem PV		Com PV	
	LOL (min)	LOL (%)	LOL (min)	LOL (%)
55	21,684	0,0002	16,962	0,00016
60	28,968	0,0003	17,460	0,00016
65	37,578	0,0003	19,902	0,00018
70	39,630	0,0004	26,358	0,00024
75	48,756	0,0005	28,284	0,00030

Tabela 5.2: Cenário 1 - Com máquina

Penetração de EV (%)	Sem PV		Com PV	
	LOL (min)	LOL (%)	LOL (min)	LOL (%)
55	359,52	0,003	190,50	0,002
60	379,68	0,004	297,78	0,003
65	537,36	0,005	353,46	0,003
70	672,00	0,006	386,64	0,004
75	711,00	0,007	398,58	0,004

Considerando agora o carregamento rápido das baterias dos EVs do **Cenário 2**, foi referido na análise inicial realizada à Figura 5.5 que, o diagrama de carga do transformador de distribuição apresenta para os períodos de carregamento dos EVs, valores bastante mais elevados no entanto mais curtos que no carregamento lento do **Cenário 1**.

Para o **Cenário 2 – Sem máquina**, o transformador entra rapidamente em sobrecarga no turno das 16:00 e para todas os níveis de EVs. No período de carregamento das baterias, no turno a carga do transformador para um nível de 75% atinge 340 kW.

No turno da meia noite, 00:00 horas, quando o consumo da fábrica é mínimo e constante, o transformador fica sobrecarregado para níveis de penetração muito elevados, como por exemplo para 70% e 75%, enquanto que para níveis inferiores o transformador está sujeito a uma carga próxima da sua potência nominal.

Para o turno das 8:00 horas, a carga máxima atingida em cada um dos níveis de EVs está relativamente próxima do valor atingido no turno anterior, com os picos a serem atingidos antes do aumento do consumo da fábrica, que ocorre por volta das 8:30 horas.

Como acontece para o **Cenário 1**, o turno que sofre maior amplitude térmica é o turno das 16:00 horas, onde é atingido para o pior caso do **Cenário 2 - Sem máquina**, 75% EVs sem PV, uma temperatura Hot-Spot (θ_h) de aproximadamente 80 °C. Os outros turnos devido ao aumento da carga, induzida pelas potências de carregamento rápido, apresentam também um aumento de temperatura quando comparado com o **Cenário 1 - Sem máquina**.

As potências dos EVs no modo de carregamento rápido têm assim influência na temperatura, levando ao aumento de *LOL* do transformador de distribuição. Na Tabela 5.3 é possível constatar que, para além do aumento do parâmetro *LOL* com o aumento dos níveis de EVs, também se deu um acréscimo em relação aos valores da Tabela 5.1 do **Cenário 1 - Sem máquina**. Relativamente a uma concentração de 75% sem PV, entre os dois cenários existe uma diferença de 70 min para o período das 24 horas, com a transição de 0,0005% para 0,0011% de *LOL* no período de vida do transformador.

Com a introdução de micro-geração e analisando novamente a Tabela 5.3, deu-se uma diminuição da percentagem de *LOL* do transformador para todos os níveis de EVs, passando no pior caso estudado de 0,0011% para 0,0006%.

Por fim com a inserção da máquina DC no consumo da fábrica, **Cenário 2 - Com máquina** representado na Figura 5.7, ocorre o caso extremo em estudo. Neste cenário, como acontece para o **Cenário 1 - Com máquina**, a introdução da máquina potencia o consumo da fábrica levando ao aumento do diagrama de carga do transformador. Uma vez que, para o **Cenário 2 - Sem máquina** o transformador já se encontrava em sobrecarga, com a adição da carga imposta pela máquina dar-se-à no transformador um aumento da mesma.

Pelos resultados recolhidos na simulação, o transformador entra em sobrecarga nos instantes iniciais dos turnos. A sobrecarga ocorre em todos aos casos de EVs analisados, ultrapassando a barreira dos 350 kW e são atingidos para o turno das 16:00 horas com um nível de 75% de EVs os 400 kW.

Nos turnos anteriores ao turno da tarde, o pico de sobrecarga é atingido no instante inicial dos turnos e a partir desse momento a carga tem tendência a diminuir. No início o transformador encontra-se assim bastante sobrecarregado, ultrapassando os 250 kW em todas as penetrações de EVs.

Com a máquina DC, a amplitude térmica sentida pelo transformador será ainda maior que no **Cenário 2 - Sem máquina**, com temperatura θ_h a atingir um valor de 105 °C para uma concentração de 75% de EVs no turno das 16:00. Como já foi referido por diversas vezes com o aumento da temperatura, o parâmetro *LOL* do transformador também irá acompanhar essa subida, devido à taxa de envelhecimento *V*. Na Tabela 5.4, percebe-se que o transformador sobre o **Cenário 2 - Com máquina** apresenta uma elevada deterioração do sistema de isolamento. Sendo que no pior caso, sem PV, o transformador chega a perder mais de 1711,8 min que é superior ao período estudado de 24 horas (1440 min).

A presença de micro-geração PV que, apesar de não ter grande expressão no carregamento dos EVs, permite a diminuição da temperatura. Por sua vez, a diminuição de θ_h faz diminuir o indicador de *LOL* do transformador significativamente, como mostra a Tabela 5.4. Com a utilização de produção PV foi possível diminuir em cerca de 51% o parâmetro *LOL* do transformador de distribuição do PT1094 para o caso extremo.

Tabela 5.3: Cenário 2 - Sem máquina

Penetração de EV (%)	Sem PV		Com PV	
	LOL (min)	LOL (%)	LOL (min)	LOL (%)
55	31,362	0,0003	25,218	0,0002
60	50,292	0,0005	28,680	0,0003
65	69,600	0,0006	42,090	0,0004
70	86,640	0,0008	45,870	0,0004
75	119,04	0,0011	61,080	0,0006

Tabela 5.4: Cenário 2 - Com máquina

Penetração de EV (%)	Sem PV		Com PV	
	LOL (min)	LOL (%)	LOL (min)	LOL (%)
55	577,38	0,005	431,46	0,004
60	849,00	0,008	447,24	0,004
65	1281,6	0,012	713,40	0,007
70	1491,6	0,014	749,40	0,007
75	1711,8	0,016	840,00	0,008

5.3 Com Dispositivo de Agendamento

5.3.1 Cenário 1 - Sem máquina

Na Figura 5.9, estão representados os resultados obtidos para o **Cenário 1** com agendamento. Percebe-se que o agendamento apenas entra na simulação, quando a carga do transformador ultrapassa o limite estipulado. Por exemplo, para o caso de uma penetração de 75%, no turno das 16:00, o excesso de carga introduzido pelos EVs é cortado a cada instante de tempo, alocando os EVs necessários para o instante seguinte. Nos turnos das 00:00 e 8:00 horas, verifica-se que não existe o agendamento dos EVs, uma vez que a carga não ultrapassa o limite. O transformador ao longo do período em estudo nunca se encontra em sobrecarga, permitindo que a temperatura, gráficos b) e c), não atinja valores que comprometam o sistema de isolamento.

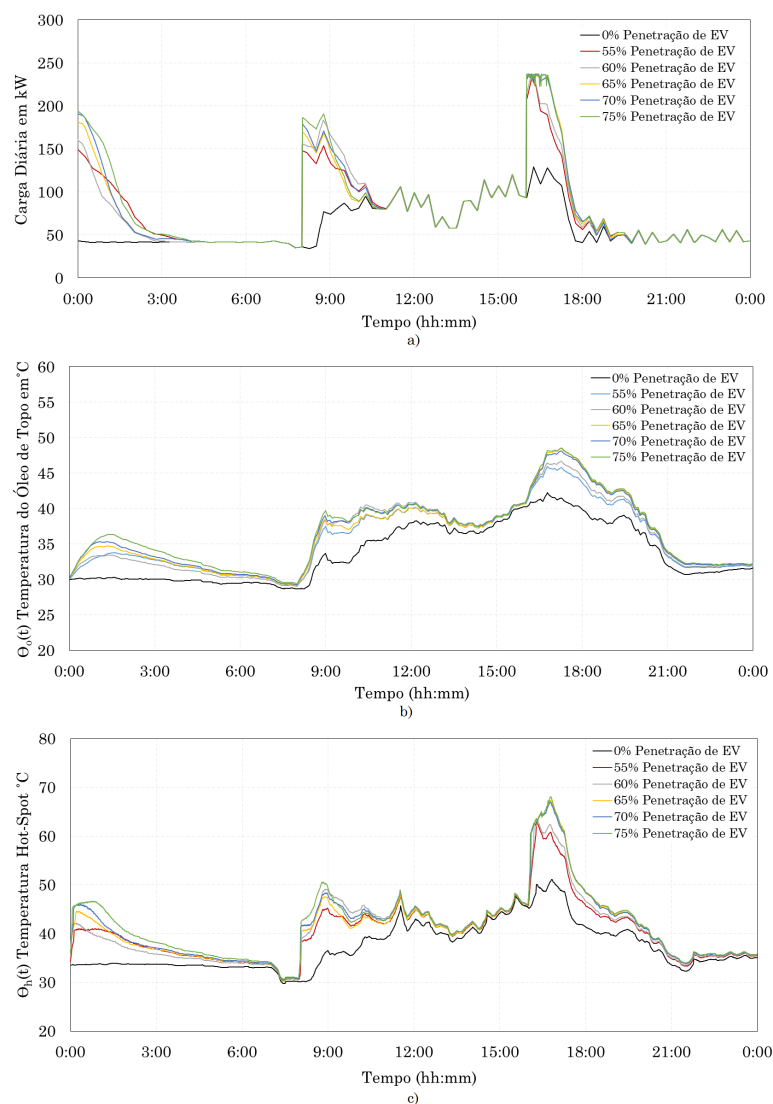


Figura 5.9: Cenário 1 - Sem máquina

a) Diagrama de Carga; b) θ_o -Temperatura do Óleo de Topo; c) θ_h -Temperatura Hot-Spot

Com a introdução da micro-geração, Figura 5.10, é possível observar que ocorre uma diminuição do diagrama de carga, entre os turnos da manhã e da tarde, no período de maior radiação solar. Para a penetração de 55%, representada na figura, não é possível observar o agendamento, isto porque a carga não atinge o limite imposto.

Para este caso o algoritmo adquire a forma inicial, onde não é realizada a alocação dos EVs em excesso, com resultados similares ao cenário representado na Figura 5.2. No entanto, para níveis superiores, as instalações PV não previnem que o transformador entre em sobrecarga, com a necessidade de utilização do dispositivo de agendamento.

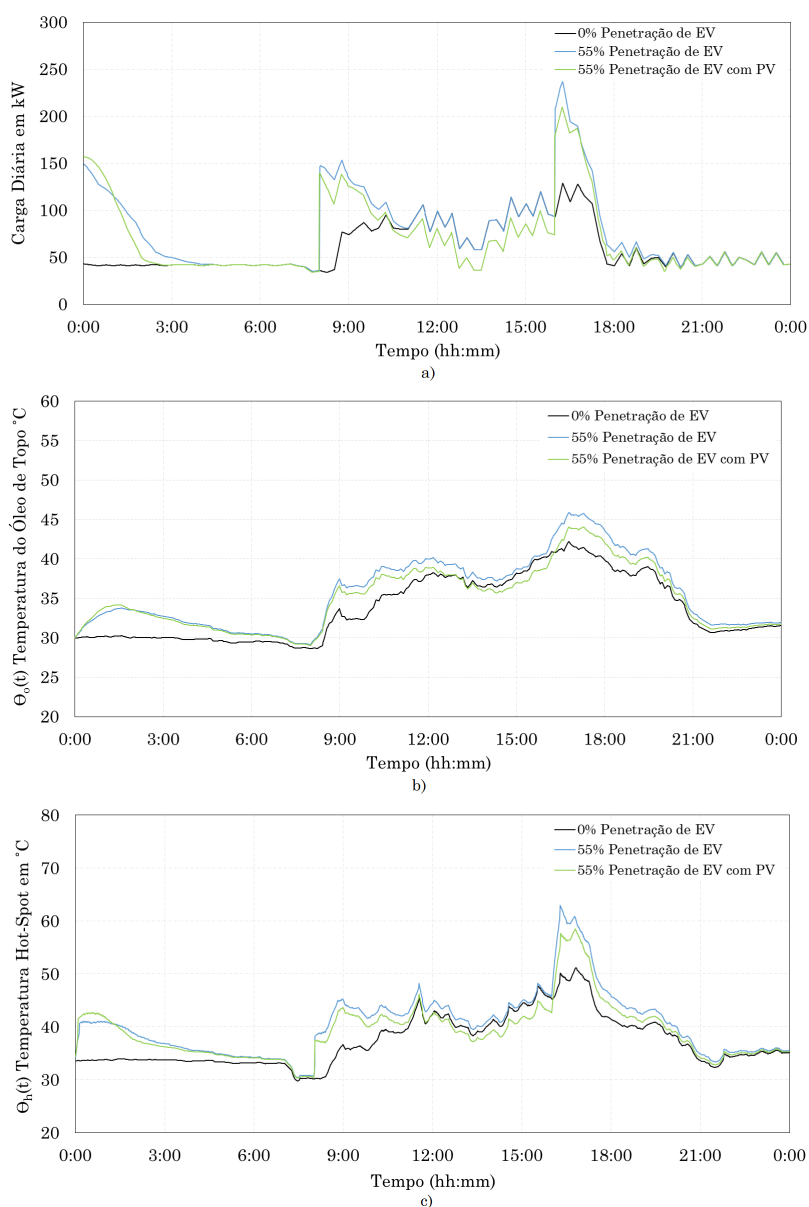


Figura 5.10: Cenário 1 - Sem máquina com PV

a) Diagrama de Carga; b) θ_o -Temperatura do Óleo de Topo; c) θ_h -Temperatura Hot-Spot

5.3.2 Cenário 1 - Com máquina

Com a máquina DC, é possível constatar na Figura 5.11, que o agendamento é introduzido em todos os turnos. No gráfico a) é visível na maior parte dos níveis de EVs a locação de veículos para os instantes seguintes, assim que o limite é transposto. Isto ocorre devido ao aumento da carga em excesso no diagrama de carga do transformador com a introdução da máquina DC. Com isto a temperatura do transformador, gráfico b) e c), também é limitada, aumentando até os EVs atingirem a plena carga. Como a temperatura não varia instantaneamente após o instante inicial, verifica-se um aumento e diminuição exponencial mais uniforme devido ao agendamento.

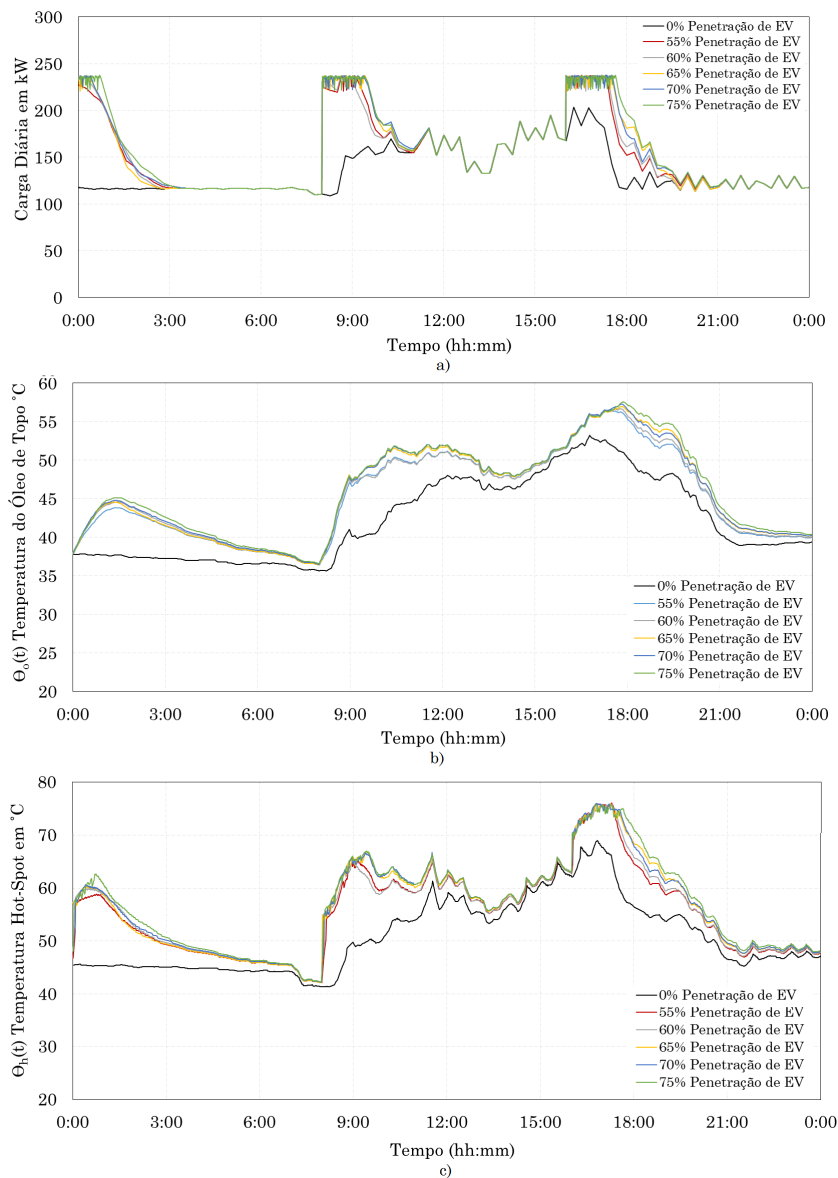


Figura 5.11: Cenário 1 - Com máquina

a) Diagrama de Carga; b) θ_o -Temperatura do Óleo de Topo; c) θ_h -Temperatura Hot-Spot

A presença de instalações PV com a máquina DC, pode ser observada na Figura 5.12. É evidente que no turno das 16:00 horas, os PVs não previnem a entrada do transformador em sobrecarga, pelo que existe a necessidade de acionar o agendamento dos veículos. A carga diminui essencialmente entre os turnos das 8:00 e as 16:00, com uma interferência pouco significativa nos períodos de carregamento dos EVs.

No gráfico c) é possível observar para o turno mais crítico que, a temperatura Hot-Spot (θ_h) apresenta uma evolução exponencial mais uniforme tanto na subida como na descida para os níveis de 55%, com e sem micro-geração PV.

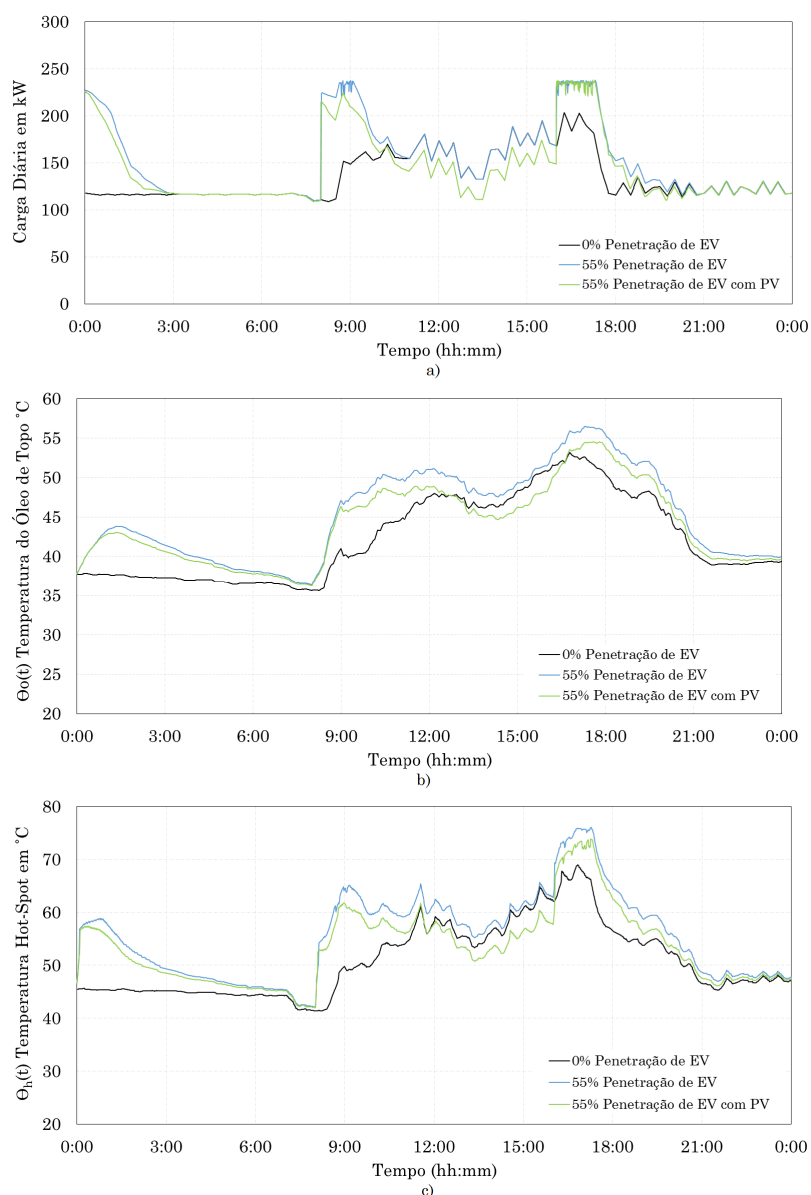


Figura 5.12: Cenário 1 - Com máquina e PV

a) Diagrama de Carga; b) θ_o -Temperatura do Óleo de Topo; c) θ_h -Temperatura Hot-Spot

5.3.3 Cenário 2 - Sem máquina

No cenário de carregamento rápido, o agendamento é ativado para níveis de penetração acima dos 55% em praticamente todos os turnos da fábrica. Na Figura 5.13 e no gráfico a), é possível observar que, mesmo sem a introdução da máquina DC o algoritmo de agendamento é utilizado em todos os turnos. Com relevo para o turno das 16:00 que utiliza o agendamento em todas as penetrações de EVs, limitando a carga do transformador. Nos restantes turnos o algoritmo é utilizado com uma expressão menos significativa, onde não são alocados tantos veículos para os instantes seguintes. Com isto os EVs dos dois primeiros turnos carregam num período de tempo inferior.

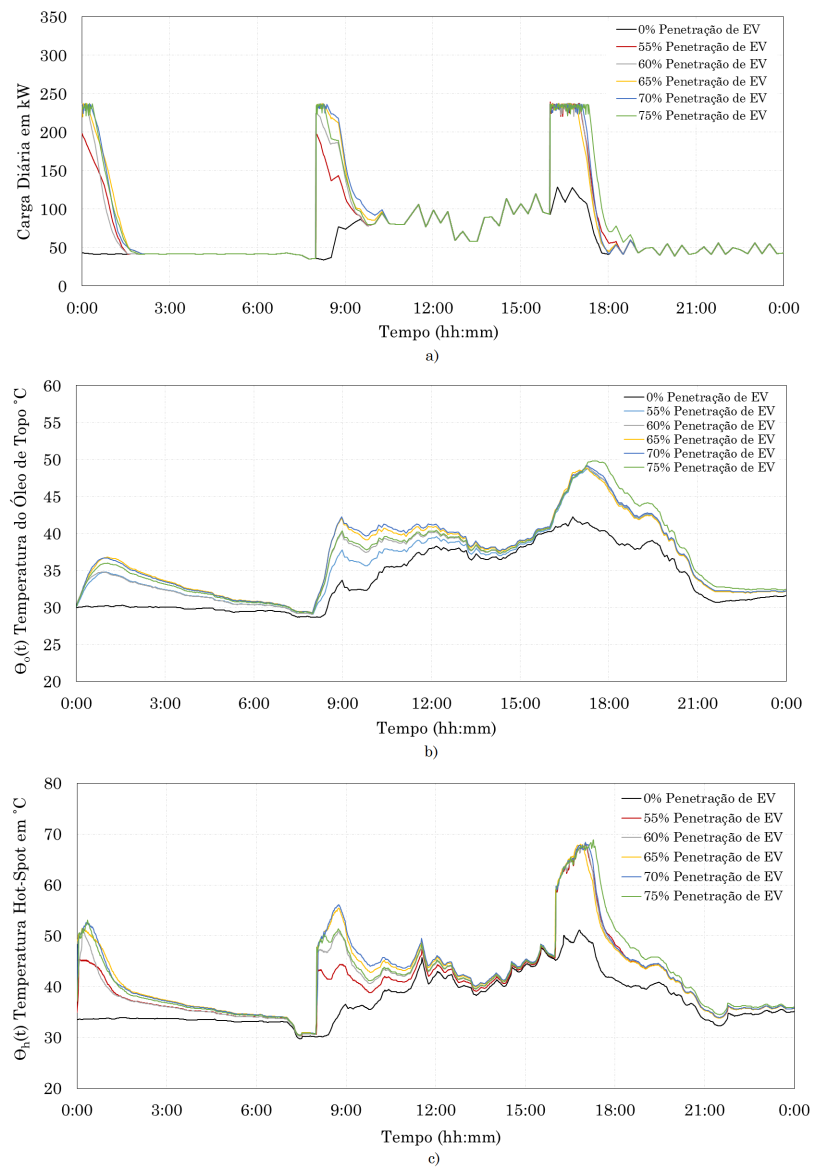


Figura 5.13: Cenário 2 - Sem máquina

a) Diagrama de Carga; b) θ_o -Temperatura do Óleo de Topo; c) θ_h -Temperatura Hot-Spot

Na Figura 5.13, é ainda possível observar que a temperatura do transformador, gráfico b) e c), é limitada pelo agendamento não atingindo valores elevados.

Relativamente à introdução de instalações PV, Figura 5.14, neste caso aparenta existir uma interferência dos PV no carregamento das baterias dos EVs, para o turno crítico das 16:00 horas. A penetração 55% com PV e sem PV apresenta uma diferença significativa no período de carregamento dos EVs, gráfico a), no entanto de difícil análise visto que cada simulação apresenta características diferentes, introduzidas pelo SoC das baterias dos EVs. Para os restantes turnos não é necessário a intervenção do algoritmo de agendamento não sendo atingido o limite imposto. No período de maior radiação solar, verifica-se uma diminuição da carga, assim como da temperatura do transformador, aquando da introdução de instalações PV.

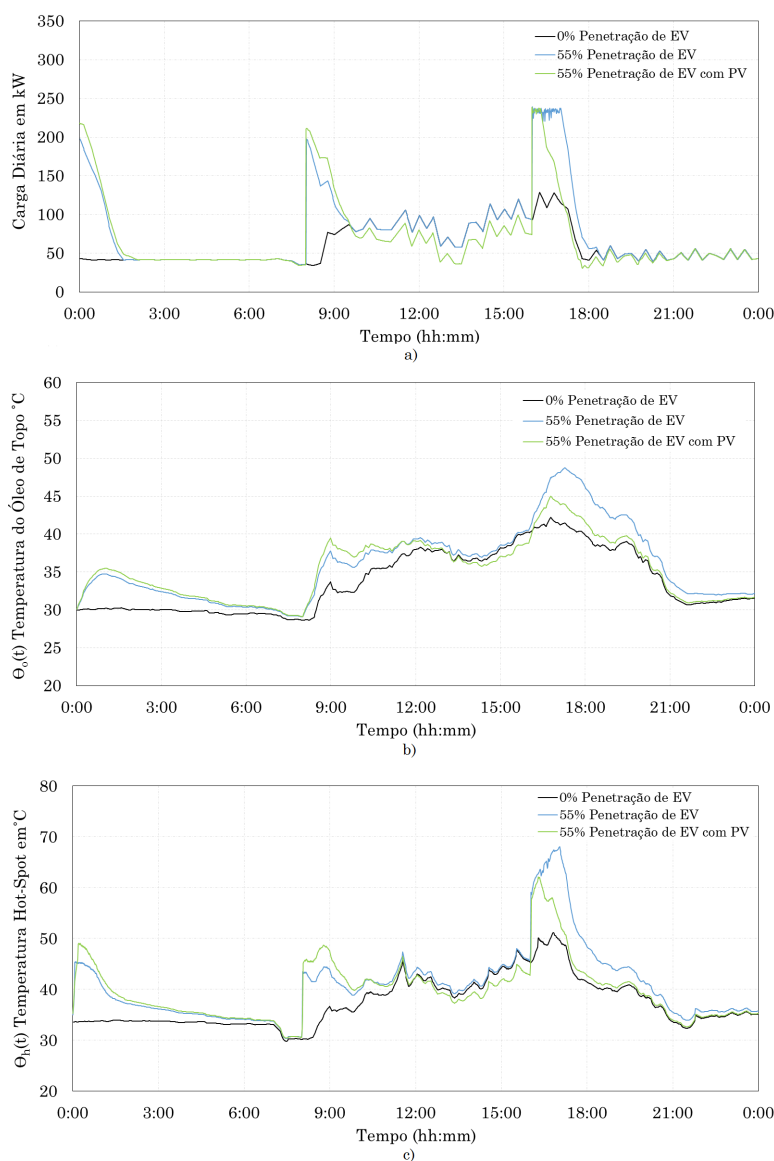


Figura 5.14: Cenário 2 - Sem máquina com PV

a) Diagrama de Carga; b) θ_o -Temperatura do Óleo de Topo; c) θ_h -Temperatura Hot-Spot

5.3.4 Cenário 2 - Com máquina

Por fim, é introduzida a máquina DC no carregamento rápido com agendamento, Figura 5.15. No gráfico a), o diagrama de carga do transformador, é limitado ao valor imposto pelo agendamento em todos os turnos e para todos os níveis de EVs. Com a máquina DC o valor da carga em excesso, aumenta a um valor constante tendo consequências no agendamento. O período de carregamento dos EVs torna-se mais longo, com os veículos a serem alocados para o instante de tempo seguinte sempre que se verifique uma violação do limite.

Com o algoritmo de agendamento, introduzido em todos os turnos e penetrações, é possível observar a aproximação que se deu das temperaturas dos turnos, nomeadamente a temperatura

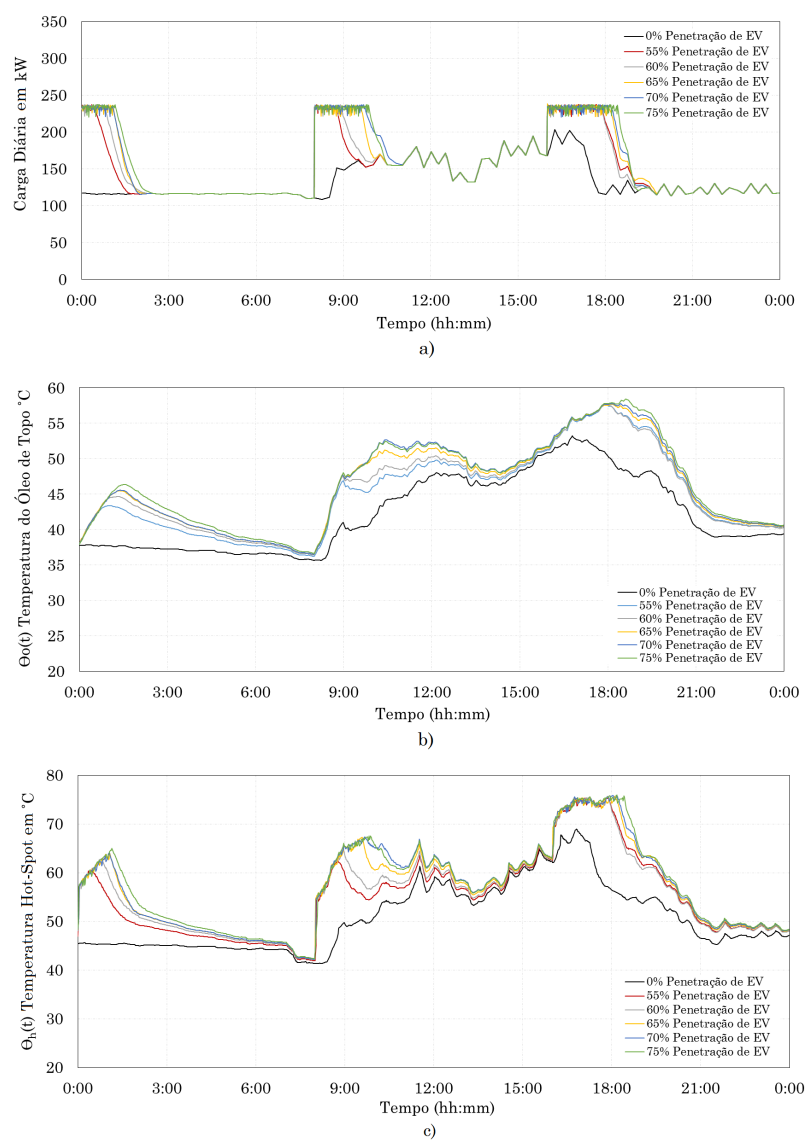


Figura 5.15: Cenário 2 - Com máquina

a) Diagrama de Carga; b) θ_o -Temperatura do Óleo de Topo; c) θ_h -Temperatura Hot-Spot

Hot-Spot θ_h , com algumas diferenças devido ao aumento dos períodos de carregamento induzidos pelo agendamento.

A Figura seguinte representa a introdução de instalações PV, onde é perceptível no gráfico a), que as instalações PV contribuem no período de maior radiação solar, diminuindo o diagrama de cargas do transformador e consequente diminuição da temperatura. Contudo, os turnos apresentam agendamento dos carregamentos das baterias dos EVs, pelo que, mesmo com produção local destinada ao carregamento dos EVs, é necessário recorrer ao agendamento da carga introduzida pelas baterias.

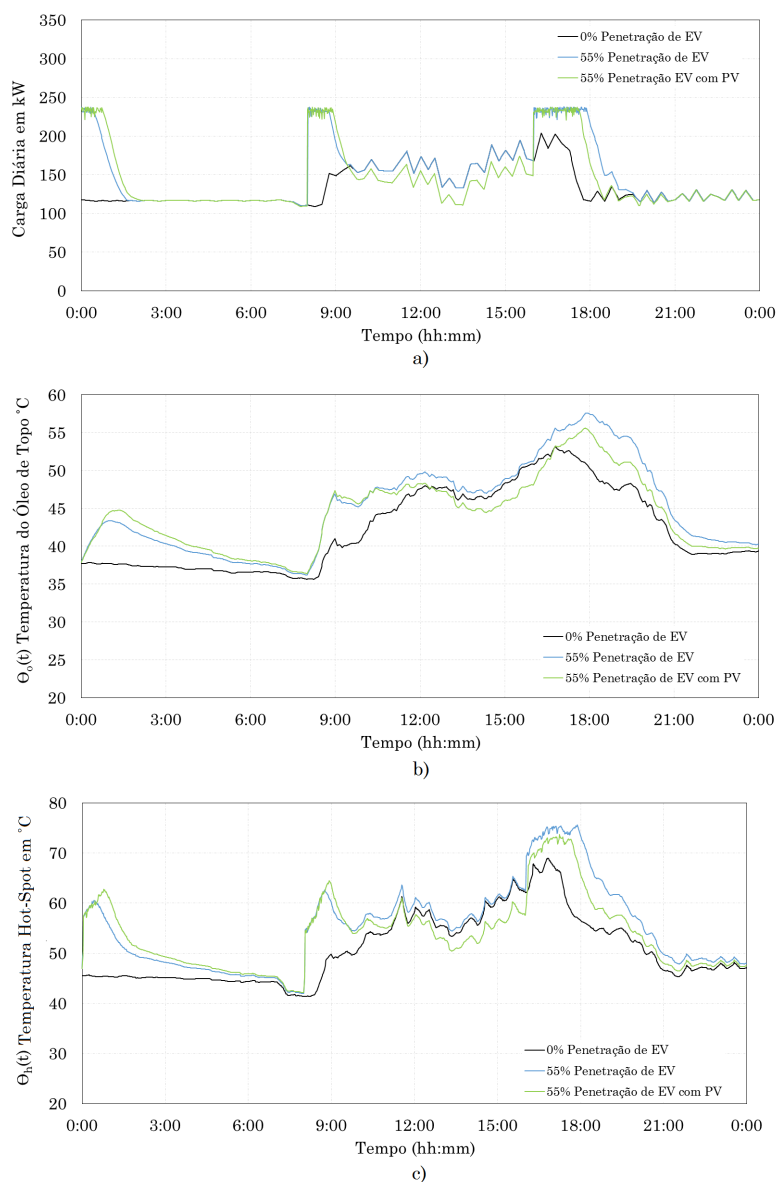


Figura 5.16: Cenário 2 - Com máquina e PV

a) Diagrama de Carga; b) θ_o -Temperatura do Óleo de Topo; c) θ_h -Temperatura Hot-Spot

5.3.5 Análise de Resultados

Com a introdução do algoritmo de agendamento, vão existir grandes diferenças no diagrama de carga do transformador de distribuição.

Não realizando um estudo tão pormenorizado, como se sucedeu em 5.2.5 para cada turno e cenários, são apresentados e analisados os valores obtidos para o parâmetro *LOL* do transformador de distribuição, com recurso às Tabelas 5.5, 5.6, 5.7 e 5.8.

Examinando a Tabela 5.5 para o **Cenário 1 - Sem máquina**, verifica-se que o agendamento pouco contribui para a diminuição do envelhecimento do transformador, devido ao carregamento lento das baterias dos EVs. Se os resultados forem comparados com os da Tabela 5.1 do Cenário 1 sem agendamento, é perceptível que o indicador *LOL* não diminuiu em alguns casos, nomeadamente nas concentrações inferiores a 75%. Como foi referido em 5.3.1, o agendamento apenas é acionado no turno das 16:00 e para níveis elevados de EVs, pelo que não se verificam grandes impactos do agendamento no transformador. A micro-geração PV, mostra-se para este caso uma solução mais eficaz, permitindo a diminuição de *LOL*.

No **Cenário 1 - Com máquina**, o agendamento é acionado pelo algoritmo em todos os turnos de trabalho, Figura 5.11. Com isto o agendamento tem influência direta na diminuição do *LOL* em todos os níveis de penetração de EVs, como mostra a Tabela 5.6. Fazendo a ponte com o cenário homólogo sem agendamento da Tabela 5.2, verifica-se uma diminuição significativa dos valores de envelhecimento do transformador. Para um nível de 75% de EVs, deu-se uma diminuição de 182,16 min e 410,58 min nas hipóteses da fábrica possuir ou não instalações PV.

Inicialmente o algoritmo de agendamento tinha como principal objetivo, mitigar os problemas introduzidos por elevadas penetrações de EVs, tornando-se também essencial pelo facto do carregamento rápido das baterias apresentar potências extremamente elevadas.

No **Cenário 2** com agendamento, verifica-se a diminuição dos efeitos que o aumento da potência de carregamento rápido insere no transformador. Averiguando as Tabelas 5.7 e 5.8, é possível observar a diminuição significativa do parâmetro *LOL* em relação ao Cenário 2 sem agendamento.

No caso do **Cenário 2 - Sem máquina**, deu-se uma diminuição de 67,1 min para o caso de 75% sem PV e de 20,1 min com a presença de PV, que permitiu diminuir em 56% e 14% os valores do envelhecimento do transformador para o período de 24 horas.

O agendamento tem grande impacto no último cenário, **Cenário 2 - Com máquina**. Visto como o caso extremo do estudo, o algoritmo de alocação dos veículos permite uma diminuição considerável do envelhecimento do transformador, como mostra a Tabela 5.8. Fazendo a comparação com a Tabela 5.4, os valores obtidos para o *LOL* foram bastante inferiores, com uma diminuição de quase 80% para o estudo de concentração mais elevada de EVs e sem a produção PV.

Tabela 5.5: Cenário 1 - Sem máquina

Penetração de EV (%)	Sem PV		Com PV	
	LOL (min)	LOL (%)	LOL (min)	LOL (%)
55	25,494	0,0002	18,612	0,00017
60	29,778	0,0003	22,764	0,00021
65	38,541	0,0004	26,496	0,00025
70	38,814	0,0004	31,626	0,00029
75	41,676	0,0004	34,560	0,00030

Tabela 5.6: Cenário 1 - Com máquina

Penetração de EV (%)	Sem PV		Com PV	
	LOL (min)	LOL (%)	LOL (min)	LOL (%)
55	247,14	0,002	171,06	0,00158
60	254,04	0,002	192,90	0,00179
65	279,72	0,003	195,60	0,00181
70	284,16	0,003	204,78	0,00190
75	300,42	0,003	216,42	0,00200

Tabela 5.7: Cenário 2 - Sem máquina

Penetração de EV (%)	Sem PV		Com PV	
	LOL (min)	LOL (%)	LOL (min)	LOL (%)
55	40,332	0,0004	22,176	0,0002
60	43,188	0,0004	29,406	0,0003
65	45,894	0,0004	31,548	0,0003
70	49,722	0,0005	35,628	0,0003
75	51,978	0,0005	40,116	0,0004

Tabela 5.8: Cenário 2 - Com máquina

Penetração de EV (%)	Sem PV		Com PV	
	LOL (min)	LOL (%)	LOL (min)	LOL (%)
55	258,6	0,002	186,66	0,0017
60	269,4	0,002	195,72	0,0018
65	309,66	0,003	210,54	0,0019
70	330,30	0,003	221,58	0,0021
75	344,22	0,003	233,52	0,0022

Capítulo 6

Conclusões e Trabalho Futuro

6.1 Conclusões Gerais

O Capítulo seguinte, último da dissertação, tem o propósito de expor uma análise crítica dos resultados e as considerações finais.

O trabalho realizado permitiu o aprofundamento de conhecimentos coletados ao longo dos anos de formação enquanto estudante do Mestrado Integrado de Engenharia Eletrotécnica e Computadores. O problema imposto no início do projeto proporcionou a aplicação da teoria abordada ao longo do curso, principalmente a nível dos transformadores de distribuição no seu comportamento face ao aumento do seu diagrama de carga.

Para além da análise realizada ao transformador, foi possível numa fase inicial, através do estado de arte, canalizar conhecimentos que enriqueceram o autor do ponto de vista das consequências que, num futuro próximo, o aumento gradual do número de EVs no setor dos transportes pode despontar na rede elétrica de energia.

Do ponto de vista da análise dos problemas introduzidos na rede, surgiu também na revisão bibliográfica o tema das ilhas, que enquanto sistemas isolados, são vistos como laboratórios por parte da comunidade científica para testar soluções que permitam mitigar os efeitos oriundos de elevadas concentrações de EVs, assim como uma oportunidade para as RES. Pelo que o trabalho se foca na ilha de São Miguel da região Autónoma dos Açores, onde é realizado o estudo ao transformador do PT1094 que alimenta um diagrama de cargas, composto por uma fábrica de açúcar e sua maquinaria, um posto de carregamento de EVs e instalações de micro-geração fotovoltaica.

O objetivo principal deste documento foi assim, apresentar e avaliar o comportamento térmico do transformador, após a integração de um elevado número de EVs, a carregar ao mesmo tempo na unidade industrial do sistema insular.

Através do modelo construído, foi possível uma avaliação do ponto Hot-Spot (θ_h) e dos efeitos que um aumento significativo da temperatura desse ponto poderá ter na deterioração do sistema de isolamento e consequente envelhecimento do transformador. Na fase seguinte foram aplicadas soluções que permitem mitigar os efeitos da concentração dos carregamentos dos veículos na fábrica alimentada pelo transformador.

Com as soluções abordadas, e principalmente com o uso do algoritmo de agendamento, foi possível não só diminuir o envelhecimento precoce, assim como evitar que o transformador entre em sobrecarga com a presença de elevadas concentrações de EVs.

Contudo com a aplicação do modelo térmico e das soluções encontradas em ambiente virtual, são descartados por complexidade alguns parâmetros necessários a ter em conta no mundo real (p.ex. perdas, temperaturas, eficiência da máquina DC, dimensionamento dos PV)

6.1.1 Crítica aos Resultados Obtidos

Ao longo da análise ao modelo implementado, foram abordados cenários, que tiveram em conta diversas concentrações de EVs a carregar em simultâneo, no início de cada turno da fábrica, com o intuito de observar resultados extremos que permitiriam retirar conclusões na parte final. Para lá das sucessivas alterações de EVs, foi ainda adicionado uma nova máquina DC às instalações da fábrica e micro-geração PV permitindo aumentar o leque de cenários e resultados.

Construídos os cenários, foram simulados, com recurso ao modelo térmico construído, todos os cenários possíveis com as opções referidas anteriormente e aplicadas as duas soluções propostas no início da dissertação:

- Introdução de micro-geração fotovoltaica (PV), como auxílio à rede no carregamento das baterias dos veículos.
- Desenvolvimento de um algoritmo de agendamento do carregamento das baterias dos veículos.

Inicialmente, sem nenhuma das soluções abordadas ao problema e sem maquinaria adicional, verificou-se que de facto a introdução de EVs a carregar nos postos de carregamento da fábrica, levam a um aumento significativo do diagrama de carga diário do transformador. Com ênfase para o cenário de maior concentração de EVs e com as baterias a carregarem no modo rápido, levando o transformador para níveis de carga superiores ao seu limite estipulado. Com a análise realizada ao parâmetro *LOL* observa-se o aumento de envelhecimento do transformador.

A inclusão de maquinaria extra, leva em todos os cenários ao aumento de *LOL* do transformador, uma vez que se verifica um aumento do consumo da fábrica em todos os turnos. Isto adicionado ao carregamento dos EVs, lento ou rápido, provoca o escalar da sobrecarga do transformador que já se verificava anteriormente.

Analisando a opção do uso de micro-geração para mitigar os efeitos dos EVs, em todos os cenários estudados, ocorre a diminuição do envelhecimento do transformador, sendo que para o caso extremo caracterizado por uma concentração de 75% de EVs a carregar em modo rápido e com máquina DC, se dá uma diminuição de 51% do parâmetro *LOL* em relação ao cenário homólogo sem PV.

Como primeira solução adotada, a micro-geração, teve resultados positivos a nível da diminuição do parâmetro *LOL*, no entanto não serviu o propósito de uso da sua produção para o carregamento direto dos EVs, uma vez que o diagrama diário de produção não coincide com os períodos

de carregamento. Por outro lado não evita situações de sobrecarga nos períodos mais críticos que correspondem ao início do carregamento dos EVs.

Após aplicação do algoritmo de agendamento do carregamento das baterias dos EVs, é possível não só diminuir significativamente o parâmetro *LOL*, como evitar que o transformador entre em sobrecarga. Pela análise realizada anteriormente ao caso extremo, ocorre uma diminuição de 80% de *LOL*, ao mesmo tempo que se evita a sobrecarga do transformador, quando comparado com o cenário homólogo sem agendamento e sem micro-geração.

O algoritmo mostra-se assim uma ferramenta bastante útil em todos os turnos da fábrica, ao contrário do que se sucedeu com a micro-geração. Para além disso a alocação dos EVs, através de um processo iterativo proporciona que os EVs carreguem em tempos inferiores à duração do turno dos trabalhadores, pelo que não existe o problema de o EV não estar totalmente carregado quando o turno finaliza.

A utilização das duas soluções em uníssono (Tabela 5.8) permite alcançar resultados bastante satisfatórios, obtidos pela diminuição e limitação do diagrama de carga com a integração de micro-geração e do dispositivo de agendamento nos postos de carregamento. Foi possível observar uma diminuição de 86,4% no caso mais extremo em relação ao cenário homólogo sem agendamento e sem micro-geração.

6.2 Trabalhos Futuros

Com o decorrer do estudo realizado, nomeadamente durante a análise do modelo em ambiente virtual, foi possível constatar que algo mais podia ter sido feito. No entanto, devido ao curto espaço de tempo, a realização de outros tipo de testes e cenários não foi possível.

Servindo de alavanca para novos estudos, seria possível adicionar ou substituir algumas condições ao estudo já realizado, como:

- Adição de carregamento bidirecional das baterias dos EVs, operando os veículos no modo V2G (Vehicle-to-Grid) que permite não só o consumo de energia a partir da rede mas também a sua injeção por parte das baterias.
- Introdução de sistemas de armazenamento, para o aumento da eficácia da micro-geração fotovoltaica no carregamento dos EVs. Possibilitando o armazenamento da produção PV, sendo depois usada no carregamento, tornando os EVs completamente independentes da rede de transporte e distribuição.
- O uso de outro tipo de micro-geração cuja produção coincida com o carregamento dos EVs, como a cogeração ou a produção eólica.
- A substituição do transformador imerso em óleo por um transformador seco, aplicando as devidas alterações ao modelo térmico construído.

- A realização de cenários com uma mistura de veículos puramente elétricos e híbridos nas concentrações de EVs dos trabalhadores da fábrica. Uma vez que os veículos híbridos estão bastante presentes atualmente e o estudo apenas considerou veículos puramente elétricos.

6.3 Trabalhos Resultantes da Dissertação

Com a realização desta dissertação, foi possível a elaboração de um artigo em colaboração com a Universidade da Beira Interior e apoiado por fundos FEDER através do programa COMPETE 2020, fundos Portugueses através de FCT e também sobre fundos de EU Seventh Framework Programme FP7/2007-2013 under grant agreement no. 309048 .

No artigo é apresentado o tema da tese, com algumas divergências a nível da máquina DC, adicionada às instalações da fábrica de açúcar, assim como o uso de apenas micro-geração para mitigar o problema de sobrecarga introduzidos por uma elevada concentração de EVs nos postos de carregamento da fábrica do sistema insular.

O artigo com o título "*EV charging effect on a distribution transformer supplying a factory with local PV generation*", foi publicado em conferência *IEEE Power Tech 2017*.

[CP1] J.P.A.E. Santo, R. Godina, E.M.G. Rodrigues, E. Pouresmaeil, J.P.S. Catalão, "EV charging effect on a distribution transformer supplying a factory with local PV generation", in: *Proceedings of the IEEE Power Tech 2017 Conference*, Manchester, UK, June 18-22, 2017

Referências

- [1] JongRoul Woo, Hyunhong Choi, e Joongha Ahn. Well-to-wheel analysis of greenhouse gas emissions for electric vehicles based on electricity generation mix: A global perspective. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 51:340 – 350, 2017. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.trd.2017.01.005>.
- [2] Frank T Princiotta e Daniel H Loughlin. Global climate change: The quantifiable sustainability challenge. *Journal of the Air & Waste Management Association*, 64(9):979–994, 2014.
- [3] Werner Rothengatter. Climate change and the contribution of transport: Basic facts and the role of aviation . *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 15(1):5 – 13, 2010. Air Transport, Global Warming and the Environment. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.trd.2009.07.005>.
- [4] European Commission. Using official statistics to calculate greenhouse gas emissions: A statistical guide 2010 Edition. Luxembourg: Publications Office of the European Union. [Online]. Disponível: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/products-statistical-books/-/KS-31-09-272> [Acedido a 15/4/2017].
- [5] Comissão Europeia. Ação climática: Construir um mundo que nos Agrada com um Clima de que Gostamos. Luxemburgo: Serviço das Publicações da União Europeia, 2014. [Online]. Disponível: <https://europa.eu/european-union/file/765/> [Acedido a: 5/4/2017].
- [6] Sofia Teives Henriques e Karol J. Borowiecki. The drivers of long-run CO2 emissions in Europe, North America and Japan since 1800. *Energy Policy*, 101:537 – 549, 2017. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2016.11.005>.
- [7] International Energy Agency. CO2 Emissions from Fuel Combustion Highlights 2015. IEA Publications. [Online]. Disponível: <https://doi.org/10.1787/co2-table-2011-1-en> [Acedido a: 5/4/2017].
- [8] International Energy Agency. CO2 Emissions from Fuel Combustion Highlights 2016. IEA Publications. [Online]. Disponível: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CO2EmissionsfromFuelCombustion_Highlights_2016.pdf [Acedido a 5/4/2017].
- [9] James P. Dorian, Herman T. Franssen, e Dale R. Simbeck. Global challenges in energy. *Energy Policy*, 34(15):1984 – 1991, 2006. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2005.03.010>.

- [10] OECD/IEA and IRENA 2017. Perspectives for the Energy - Investment Needs for a Low-Carbon Energy System. IEA Publications and IRENA Publications. [Online]. Disponível: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Perspectives_for_the_Energy_Transition_2017.pdf [Acedido a: 5/4/2017].
- [11] European Commission. Statistical Pocketbook 2016 EU Transport, 2016. Luxembourg: Publications Office of the European Union. [Online]. Disponível em: https://ec.europa.eu/transport/facts-fundings/statistics/pocketbook-2016_en [Acedido a: 5/4/2017].
- [12] Lluç Canals Casals, Egoitz Martinez-Laserna, Beatriz Amante García, e Nerea Nieto. Sustainability analysis of the electric vehicle use in Europe for CO2 emissions reduction. *Journal of Cleaner Production*, 127:425 – 437, 2016. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.03.120>.
- [13] Werner Rothengatter. Climate change and the contribution of transport: Basic facts and the role of aviation. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 15(1):5–13, 2010.
- [14] Amela Ajanovic e Reinhard Haas. Dissemination of electric vehicles in urban areas: Major factors for success. *Energy*, 115, Part 2:1451 – 1458, 2016. Towards low carbon energy systems: engineering and economic perspectives. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.040>.
- [15] Thomas Kirschstein e Frank Meisel. GHG-emission models for assessing the eco-friendliness of road and rail freight transports. *Transportation Research Part B: Methodological*, 73:13–33, 2015.
- [16] União Europeia. Política de Transportes da UE. [Online]. Disponível: https://europa.eu/european-union/topics/transport_pt [Acedido a: 5/4/2017].
- [17] Comissão Europeia. Compreender as políticas da União Europeia: Transportes, 2014. Luxemburgo: Serviço das Publicações da União Europeia. [Online]. Disponível: https://europa.eu/european-union/file/1242/download_pt?token=US4HsiyF [Acedido a: 5/4/2017].
- [18] European Commission. Energy, transport and environment indicators, 2016. Luxembourg: Publications Office of the European Union. [Online]. Disponível: <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/3217494/7731525/KS-DK-16-001-EN-N.pdf/cc2b4de7-146c-4254-9521-dcbd6e6fafa6> [Acedido a: 5/4/2017].
- [19] European Environment Agency (EEA). The air and Climate System, 2015. [Online]. Disponível: <http://www.eea.europa.eu/soer-2015/europe/the-air-and-climate-system> [acedido a 5/4/2017].
- [20] Miriam Mannich Vass. Renewable energies cannot compete with forest carbon sequestration to cost-efficiently meet the EU carbon target for 2050. *Renewable Energy*, 107:164 – 180, 2017. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.01.034>.
- [21] Mihaela Pacesila, Stefan Gabriel Burcea, e Sofia Elena Colesca. Analysis of renewable energies in European Union. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56:156 – 170, 2016. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.152>.

- [22] Douglas J. Arent, Alison Wise, e Rachel Gelman. The status and prospects of renewable energy for combating global warming. *Energy Economics*, 33(4):584 – 593, 2011. Special Issue on The Economics of Technologies to Combat Global Warming. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2010.11.003.
- [23] Hasan Jamil AlFarra e Bassam Abu-Hijleh. The potential role of nuclear energy in mitigating CO₂ emissions in the United Arab Emirates. *Energy Policy*, 42:272 – 285, 2012. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.084.
- [24] Kazuaki Matsui, Hiroshi Ujita, e Masanori Tashimo. Role of Nuclear Energy in Environment, Economy and Energy Issues of the 21st century Green House Gas Emission Constraint Effects. *Progress in Nuclear Energy*, 50(2-6):97 – 102, 2008. Innovative Nuclear Energy Systems for Sustainable Development of the World. Proceedings of the Second COE-INES International Symposium, INES-2, November 26-30, 2006, Yokohama, Japan. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.pnucene.2007.10.010.
- [25] Bob van der Zwaan. The role of nuclear power in mitigating emissions from electricity generation. *Energy Strategy Reviews*, 1(4):296 – 301, 2013. Nuclear Energy Today and Strategies for Tomorrow. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2012.12.008.
- [26] Amit Bhave, Richard H.S. Taylor, Paul Fennell, William R. Livingston, Nilay Shah, Niall Mac Dowell, John Dennis, Markus Kraft, Mohammed Pourkashanian, Mathieu Insa, Jenny Jones, Nigel Burdett, Ausilio Bauen, Corinne Beal, Andrew Smallbone, e Jethro Akroyd. Screening and techno-economic assessment of biomass-based power generation with CCS technologies to meet 2050 CO₂ targets. *Applied Energy*, 190:481 – 489, 2017. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.120.
- [27] Evgenia Mechleri, Solomon Brown, Paul S. Fennell, e Niall Mac Dowell. CO₂ capture and storage (CCS) cost reduction via infrastructure right-sizing. *Chemical Engineering Research and Design*, 119:130 – 139, 2017. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.cherd.2017.01.016.
- [28] P. Freund. 1 - Anthropogenic climate change and the role of CO₂ capture and storage (CCS). Em Jon Gluyas, , e Simon Mathias, editores, *Geological Storage of Carbon Dioxide (CO₂)*, páginas 3 – 25. Woodhead Publishing, 2013. doi:http://dx.doi.org/10.1533/9780857097279.1.3.
- [29] Xing Ju, Chao Xu, Yangqing Hu, Xue Han, Gaosheng Wei, e Xiaoze Du. A review on the development of photovoltaic/concentrated solar power (PV-CSP) hybrid systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 161:305 – 327, 2017. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2016.12.004.
- [30] Johan Lilliestam, Jeffrey M. Bielicki, e Anthony G. Patt. Comparing carbon capture and storage (CCS) with concentrating solar power (CSP): Potentials, costs, risks, and barriers. *Energy Policy*, 47:447 – 455, 2012. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.05.020.
- [31] Daniel Vallentin e Peter Viebahn. Economic opportunities resulting from a global deployment of concentrated solar power (CSP) technologies - The example of German technology providers. *Energy Policy*, 38(8):4467 – 4478, 2010. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.03.080.
- [32] Yu Cunjiang, Zhang Huaxun, e Zhao Lei. Architecture Design For Smart Grid. *Energy Procedia*, 17:1524 – 1528, 2012. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2012.02.276.

- [33] Maria Lorena Tuballa e Michael Lochinvar Abundo. A review of the development of Smart Grid technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59:710 – 725, 2016. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.011>.
- [34] M.S. Hossain, N.A. Madloul, N.A. Rahim, J. Selvaraj, A.K. Pandey, e Abdul Faheem Khan. Role of smart grid in renewable energy: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60:1168 – 1184, 2016. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.098>.
- [35] Alexander Reichert, Christian Holz-Rau, e Joachim Scheiner. GHG emissions in daily travel and long-distance travel in Germany - "Social and spatial correlates". *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 49:25 – 43, 2016. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.trd.2016.08.029>.
- [36] Greg Marsden e Tom Rye. The governance of transport and climate change. *Journal of transport geography*, 18(6):669–678, 2010.
- [37] Alessandro Luè, Chiara Bresciani, Alberto Colorni, Federico Lia, Vladislav Maras, Zoran Radmilovic, Lorraine Whitmarsh, Dimitrios Xenias, e Eleni Anoyrkati. Future priorities for a climate-friendly transport: A European strategic research agenda toward 2030. *International Journal of Sustainable Transportation*, 10(3):236–246, 2016.
- [38] John K. Stanley, David A. Hensher, e Chris Loader. Road transport and climate change: Stepping off the greenhouse gas . *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 45(10):1020 – 1030, 2011. A Collection of Papers:Transportation in a World of Climate Change. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.tra.2009.04.005>.
- [39] Wei-Ru Chang, Jenn-Jiang Hwang, e Wei Wu. Environmental impact and sustainability study on biofuels for transportation applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67:277 – 288, 2017. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.020>.
- [40] Shaikh HaqueMobassir Imtiyaz e Shaikh AbdurRehman Mohammed Sadique. Intelligent transport systems a comprehensive way to regulate and curb vehicular pollution. Em *Communications and Signal Processing (ICCSP), 2015 International Conference on*, páginas 1230–1235. IEEE, 2015.
- [41] T.M.I. Mahlia, S. Tohno, e T. Tezuka. International experience on incentive program in support of fuel economy standards and labelling for motor vehicle: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 25:18 – 33, 2013. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.020>.
- [42] Rebecca Matulka. The History of the Electric Car. [Online]. Disponível: <https://energy.gov/articles/history-electric-car> [Acedido a: 10/4/2017].
- [43] Amela Ajanovic. The future of electric vehicles: prospects and impediments. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 4(6):521–536, 2015. doi:10.1002/wene.160.
- [44] © BMW Portugal. BMW i8. [Online]. Disponível: www.bmw.pt/pt/all-models/bmw-i/i8/2014/at-a-glance.html?utm_source=Search&utm_medium=cpc&utm_campaign=Always-on&utm_term=sea:735227237:kwd-27544347941:bmwi8 [Acedido a: 13/4/2017].

- [45] Renault Portugal. Renault ZOE. [Online]. Disponível: <http://www.renault.pt/gama/veiculos-eletricos/zoe/novo-zoe/> [Acedido a: 13/4/2017].
- [46] Tesla © 2017. Tesla S. [Online]. Disponível: https://www.tesla.com/pt_PT/models [Acedido a: 13/4/2017].
- [47] Fernando Gomes; Razão Automóvel. Camião Tesla: O primeiro «teaser» do peso-pesado da marca, Maio 2017. [Online]. Disponível: <http://www.razaoautomovel.com/2017/05/tesla-peso-pesado-teaser-camiao> [Acedido a: 4/5/2017].
- [48] © BMW Portugal. BMW i3. [Online]. Disponível: <http://www.bmw.pt/pt/all-models/bmw-i/i3/2016/num-relance.html> [Acedido a: 13/4/2017].
- [49] 2017 Honda Motor Co.Ltd. The Honda Worldwide Fuel Cell. [Online]. Disponível: <http://world.honda.com/FuelCell/> [Acedido a: 13/4/2017].
- [50] Dr. Rolf Reiner, Dr. Odysseas Cartalos, Mr Agis Evrigenis and Mr Kimmo Viljamaa. Challenges for a European Market for Electric Vehicles, 2010. Brussels, European Parliament. [Online]. Disponível: <http://www.europarl.europa.eu/document/activities/cont/201106/20110629ATT22885/20110629ATT22885EN.pdf>.
- [51] Amela Ajanovic. Promoting Environmentally Benign Electric Vehicles. *Energy Procedia*, 57:807 – 816, 2014. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.289>.
- [52] International Energy Agency. Global EV Outlook 2016. IEA Publications. [Online]. Disponível: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Global_EV_Outlook_2016.pdf [Acedido a: 15/4/2017].
- [53] Vehicle Technologies Office. FY 2014 Annual Progress Report - Energy Storage RD. U.S. Department of Energy. [Online]. Disponível: https://energy.gov/sites/prod/files/2015/04/f21/FY2014_APR_Energy_Storage_R%26D_FINAL_Part1_of_3.pdf.
- [54] P. Haugneland e H. H. Kvisle. Norwegian electric car user experiences. Em *2013 World Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS27)*, páginas 1–11, Nov 2013. doi:10.1109/EVS.2013.6914775.
- [55] Hussain Shareef, Md. Mainul Islam, e Azah Mohamed. A review of the stage-of-the-art charging technologies, placement methodologies, and impacts of electric vehicles. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64:403 – 420, 2016. doi:<http://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.033>.
- [56] David B. Richardson. Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19:247 – 254, 2013. doi:<http://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.042>.
- [57] Edgar Ramos Muñoz, Ghazal Razeghi, Li Zhang, e Faryar Jabbari. Electric vehicle charging algorithms for coordination of the grid and distribution transformer levels. *Energy*, 113:930 – 942, 2016. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.07.122>.
- [58] Radu Godina, Eduardo MG Rodrigues, NG Paterakis, Ozan Erdinc, e Joao PS Catalao. Innovative impact assessment of electric vehicles charging loads on distribution transformers using real data. *Energy Conversion and Management*, 120:206–216, 2016.

- [59] C. H. Dharmakeerthi, N. Mithulananthan, e T. K. Saha. Overview of the impacts of plug-in electric vehicles on the power grid. Em *2011 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, páginas 1–8, Nov 2011. doi:10.1109/ISGT-Asia.2011.6167115.
- [60] Jia Ying Yong, Vigna K. Ramachandaramurthy, Kang Miao Tan, e N. Mithulananthan. A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49:365 – 385, 2015. doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.130.
- [61] O. C. Onar e A. Khaligh. Grid interactions and stability analysis of distribution power network with high penetration of plug-in hybrid electric vehicles. Em *2010 Twenty-Fifth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, páginas 1755–1762, Feb 2010. doi:10.1109/APEC.2010.5433471.
- [62] T. Das e D. C. Aliprantis. Small-Signal Stability Analysis of Power System Integrated with PHEVs. Em *2008 IEEE Energy 2030 Conference*, páginas 1–4, Nov 2008. doi:10.1109/ENERGY.2008.4781036.
- [63] M. E. Chehaly, O. Saadeh, C. Martinez, e G. Joos. Advantages and applications of vehicle to grid mode of operation in plug-in hybrid electric vehicles. Em *2009 IEEE Electrical Power Energy Conference (EPEC)*, páginas 1–6, Oct 2009. doi:10.1109/EPEC.2009.5420958.
- [64] J. L. Calero Lagares, J. M. Roldán Fernández, M. Burgos Payán, e J. M. Riquelme Santos. Synergy of photovoltaic generators and Electric Vehicles in a low voltage distribution grid. Em *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, páginas 1–6, June 2011. doi:10.1109/PTC.2011.6019389.
- [65] Sonja Babrowski, Heidi Heinrichs, Patrick Jochem, e Wolf Fichtner. Load shift potential of electric vehicles in Europe. *Journal of Power Sources*, 255:283 – 293, 2014. doi:http://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.01.019.
- [66] Z. Wang e R. Paranjape. An Evaluation of Electric Vehicle Penetration under Demand Response in a Multi-Agent Based Simulation. Em *2014 IEEE Electrical Power and Energy Conference*, páginas 220–225, Nov 2014. doi:10.1109/EPEC.2014.14.
- [67] M. Mahalik, L. Poch, A. Botterud, e A. Vyas. Impacts of plug-in hybrid electric vehicles on the electric power system in Illinois. Em *2010 IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply*, páginas 341–348, Sept 2010. doi:10.1109/CITRES.2010.5619781.
- [68] Y. Ma, B. Zhang, e X. Zhou. An overview on impacts of electric vehicles integration into distribution network. Em *2015 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA)*, páginas 2065–2070, Aug 2015. doi:10.1109/ICMA.2015.7237804.
- [69] E. Akhavan-Rezai, M. F. Shaaban, E. F. El-Saadany, e A. Zidan. Uncoordinated charging impacts of electric vehicles on electric distribution grids: Normal and fast charging comparison. Em *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, páginas 1–7, July 2012. doi:10.1109/PESGM.2012.6345583.
- [70] S. Martinenas, K. Knezović, e M. Marinelli. Management of Power Quality Issues in Low Voltage Networks Using Electric Vehicles: Experimental Validation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 32(2):971–979, April 2017. doi:10.1109/TPWRD.2016.2614582.

- [71] J. Garcia Villalobos, I. Zamora, K. Knezović, e M. Marinelli. Multi-objective optimization control of plug-in electric vehicles in low voltage distribution networks. *Applied Energy*, 180:155 – 168, 2016. doi:<http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.07.110>.
- [72] Isha Sharma, Claudio Canizares, e Kankar Bhattacharya. Smart charging of PEVs penetrating into residential distribution systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(3):1196–1209, 2014.
- [73] I. Karakitsios, E. Karfopoulos, e N. Hatziaargyriou. Impact of dynamic and static fast inductive charging of electric vehicles on the distribution network. *Electric Power Systems Research*, 140:107 – 115, 2016. doi:<http://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.06.034>.
- [74] Y. Xu, Y. Xu, Z. Chen, F. Peng, e M. Beshir. Harmonic analysis of electric vehicle loadings on distribution system. Em *2014 IEEE International Conference on Control Science and Systems Engineering*, páginas 145–150, Dec 2014. doi:10.1109/CCSSE.2014.7224526.
- [75] R. Misra e S. Paudyal. Analysis and reduction of total harmonic distortions in distribution system with electric vehicles and wind generators. Em *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, páginas 1–5, July 2015. doi:10.1109/PESGM.2015.7286342.
- [76] Luis Pieltain Fernandez, Tomas Gomez San Roman, Rafael Cossent, Carlos Mateo Domingo, e Pablo Frias. Assessment of the impact of plug-in electric vehicles on distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1):206–213, 2011.
- [77] H. Nafisi, S. M. M. Agah, H. Askarian Abyaneh, e M. Abedi. Two-Stage Optimization Method for Energy Loss Minimization in Microgrid Based on Smart Power Management Scheme of PHEVs. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(3):1268–1276, May 2016. doi:10.1109/TSG.2015.2480999.
- [78] M. Mazidi, A. Abbaspour, M. Fotuhi-Firuzabad, e M. Rastegar. Optimal allocation of PHEV parking lots to minimize distribution system losses. Em *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, páginas 1–6, June 2015. doi:10.1109/PTC.2015.7232618.
- [79] R. Godina, E.M.G. Rodrigues, J.C.O. Matias, J.P.S. Catalão. Effect of loads and other key factors on oil-transformers ageing: sustainability benefits and challenges. *Energies*, Vol. 8(No. 10):pp. 12147–12186, October 2015. doi:<http://dx.doi.org/10.3390/en81012147>.
- [80] Ghazal Razeghi, Li Zhang, Tim Brown, e Scott Samuelson. Impacts of plug-in hybrid electric vehicles on a residential transformer using stochastic and empirical analysis. *Journal of Power Sources*, 252:277 – 285, 2014. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2013.11.089>.
- [81] Monica Alonso, Hortensia Amaris, Jean Gardy Germain, e Juan Manuel Galan. Optimal charging scheduling of electric vehicles in smart grids by heuristic algorithms. *Energies*, 7(4):2449–2475, 2014.
- [82] Radu Godina, Eduardo M.G. Rodrigues, João C.O. Matias, e João P.S. Catalão. Smart electric vehicle charging scheduler for overloading prevention of an industry client power distribution transformer. *Applied Energy*, 178:29 – 42, 2016. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.019>.
- [83] R. Godina, E.M.G. Rodrigues, J.C.O. Matias, J.P.S. Catalão. EV charging scheduler for overloading prevention of a distribution transformer supplying a factory. Em *51st International Universities' Power Engineering Conference — UPEC 2016 (technically co-sponsored by IEEE) Coimbra, Portugal*, 6-9 September 2016.

- [84] R. Godina, E.M.G. Rodrigues, J.C.O. Matias, J.P.S. Catalão. Weekend charging impact of EVs on a residential distribution transformer in a Portuguese island. Em *the 51st International Universities' Power Engineering Conference — UPEC 2016 (technically co-sponsored by IEEE), Coimbra, Portugal*, 6-9 September 2016.
- [85] R. Godina, E.M.G. Rodrigues, M. Shafie-khah, J.C.O. Matias, J.P.S. Catalão. Overloading analysis of an industrial client distribution transformer in a Portuguese island. Em *the IEEE EnergyCon 2016 Conference, Leuven, Belgium*, April 4-8 2016. doi:<http://dx.doi.org/10.1109/ENERGYCON.2016.7514129>.
- [86] R. Godina, N.G. Paterakis, O. Erdinc, E.M.G. Rodrigues, J.P.S. Catalão. Impact of EV charging-at-work on an industrial client distribution transformer in a Portuguese island. Em *the 25th Australasian Universities Power Engineering Conference — AUPEC 2015 (technically co-sponsored by IEEE), Wollongong, Australia*, 27-30 September 2015. doi:<http://dx.doi.org/10.1109/AUPEC.2015.7324858>.
- [87] R. Godina, N.G. Paterakis, O. Erdinc, E.M.G. Rodrigues, J.P.S. Catalão. Electric vehicles home charging impact on a distribution transformer in a Portuguese island. Em *the 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies — EDST 2015 (technically co-sponsored by IEEE), Vienna, Austria*, September 8-11 2015. doi:<http://dx.doi.org/10.1109/SEDST.2015.7315186>.
- [88] Alexander D Hilshey, Paul DH Hines, Pooya Rezaei, e Jonathan R Dowds. Estimating the impact of electric vehicle smart charging on distribution transformer aging. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4(2):905–913, 2013.
- [89] Qiuming Gong, Shawn Midlam-Mohler, Vincenzo Marano, e Giorgio Rizzoni. Study of PEV charging on residential distribution transformer life. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(1):404–412, 2012.
- [90] R. Vicini, O. Micheloud, H. Kumar, e A. Kwasinski. Transformer and home energy management systems to lessen electrical vehicle impact on the grid. *IET Generation, Transmission Distribution*, 6(12):1202–1208, December 2012. doi:[10.1049/iet-gtd.2012.0286](https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2012.0286).
- [91] Kejun Qian, Chengke Zhou, e Yue Yuan. Impacts of high penetration level of fully electric vehicles charging loads on the thermal ageing of power transformers. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 65:102 – 112, 2015. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.09.040>.
- [92] Nikolaos G Paterakis, Iliana N Pappi, Ozan Erdinc, Radu Godina, Eduardo MG Rodrigues, e João PS Catalão. Consideration of the impacts of a smart neighborhood load on transformer aging. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(6):2793–2802, 2016.
- [93] Yonghong Kuang, Yongjun Zhang, Bin Zhou, Canbing Li, Yijia Cao, Lijuan Li, e Long Zeng. A review of renewable energy utilization in islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59:504–513, 2016.
- [94] Ozan Erdinc, Nikolaos G Paterakis, e Catalão João PS. Overview of insular power systems under increasing penetration of renewable energy sources: Opportunities and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52:333–346, 2015.

- [95] P Blechinger, C Cader, P Bertheau, H Huyskens, R Seguin, e C Breyer. Global analysis of the techno-economic potential of renewable energy hybrid systems on small islands. *Energy Policy*, 98:674–687, 2016.
- [96] Javier Mendoza-Vizcaino, Andreas Sumper, Antoni Sudria-Andreu, e J.M. Ramirez. Renewable technologies for generation systems in islands and their application to Cozumel Island, Mexico. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64:348 – 361, 2016. doi:<http://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.014>.
- [97] Randy Astaiza, Business Insider. *11 Islands That Will Vanish When Sea Levels Rise*. [Online]. Disponível: <http://www.businessinsider.com/islands-threatened-by-climate-change-2012-10> [Acedido a: 20/4/2017].
- [98] Reuters. *Five Pacific islands lost to rising seas as climate change hits*. The Guardian. [Online]. Disponível: <https://www.theguardian.com/environment/2016/may/10/five-pacific-islands-lost-rising-seas-climate-change> [Acedido a: 20/4/2017].
- [99] Hans Christian Gils e Sonja Simon. Carbon neutral archipelago - 100% renewable energy supply for the Canary Islands. *Applied Energy*, 188:342 – 355, 2017. doi:<http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.023>.
- [100] J. Stich, T. Hamacher, M. Müller, H. C. Hesse, e A. Jossen. Sustainable power supply options for large islands - A case study for Belitung Island. Em *2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, páginas 371–377, Nov 2016. doi:10.1109/ISGT-Asia.2016.7796414.
- [101] P Blechinger, R Seguin, C Cader, P Bertheau, e Ch Breyer. Assessment of the global potential for renewable energy storage systems on small islands. *Energy Procedia*, 46:325–331, 2014.
- [102] Ravita D. Prasad, R.C. Bansal, e Atul Raturi. A review of Fiji’s energy situation: Challenges and strategies as a small island developing state . *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75:278 – 292, 2017. doi:<http://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.070>.
- [103] Petr Kadurek. São Miguel Island as a case study on a possible usage of Electric vehicle to store energy . *World Electric Vehicle*, 3:0756–0763, 2009.
- [104] Pedro Nunes, Raquel Figueiredo, e Miguel C. Brito. The use of parking lots to solar-charge electric vehicles. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 66:679 – 693, 2016. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.015>.
- [105] Michael Schmela. Global Market Outlook For Solar Power 2016 - 2020. Solar-Power Europe. [Online]. Disponível: <https://resources.solarbusinesshub.com/images/reports/137.pdf> [Acedido a: 1/5/2017].
- [106] IEA-PVS. Snapshot of Global Photovoltaic Markets. [Online]. Disponível: <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=32> [Acedido a: 1/5/2017].
- [107] EurObservER. Photovoltaic Barometer 2017. [Online]. Disponível: <https://www.eurobserv-er.org/photovoltaic-barometer-2017/> [Acedido a: 1/5/2017].

- [108] Mohamed S ElNozahy e Magdy MA Salama. Uncertainty-based design of a bilayer distribution system for improved integration of PHEVs and PV arrays. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6(3):659–674, 2015.
- [109] N. Liu, Q. Chen, J. Liu, X. Lu, P. Li, J. Lei, e J. Zhang. A Heuristic Operation Strategy for Commercial Building Microgrids Containing EVs and PV System. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(4):2560–2570, April 2015. doi:10.1109/TIE.2014.2364553.
- [110] N. Liu, Q. Chen, X. Lu, J. Liu, e J. Zhang. A Charging Strategy for PV-Based Battery Switch Stations Considering Service Availability and Self-Consumption of PV Energy. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(8):4878–4889, Aug 2015. doi:10.1109/TIE.2015.2404316.
- [111] M. J. E. Alam, K. M. Muttaqi, e D. Sutanto. Effective Utilization of Available PEV Battery Capacity for Mitigation of Solar PV Impact and Grid Support With Integrated V2G Functionality. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(3):1562–1571, May 2016. doi:10.1109/TSG.2015.2487514.
- [112] M. Brenna, A. Dolara, F. Foiadelli, S. Leva, e M. Longo. Urban Scale Photovoltaic Charging Stations for Electric Vehicles. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 5(4):1234–1241, Oct 2014. doi:10.1109/TSTE.2014.2341954.
- [113] J. Van Roy, N. Leemput, F. Geth, J. Büscher, R. Salenbien, e J. Driesen. Electric Vehicle Charging in an Office Building Microgrid With Distributed Energy Resources. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 5(4):1389–1396, Oct 2014. doi:10.1109/TSTE.2014.2314754.
- [114] M.S. ElNozahy e M.M.A. Salama. Studying the feasibility of charging plug-in hybrid electric vehicles using photovoltaic electricity in residential distribution systems. *Electric Power Systems Research*, 110:133 – 143, 2014. doi:https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.01.012.
- [115] M.K. Gray e W.G. Morsi. On the role of prosumers owning rooftop solar photovoltaic in reducing the impact on transformer’s aging due to plug-in electric vehicles charging. *Electric Power Systems Research*, 143:563 – 572, 2017. doi:https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.10.060.
- [116] O.I. Elgerd. *Basic electric power engineering*. Addison-Wesley Series in Electrical Engineering. Addison-Wesley Longman, Incorporated, 1977.
- [117] Herbert Nessler e Friedrich Stadelmeier. *Construtlional Features and Operating Characteristics of Transformers*. Siemens Aktiengesellsschaft, 1990.
- [118] P. Gill. *Electrical Power Equipment Maintenance and Testing*. Power Engineering (Willis). Taylor & Francis, 1997.
- [119] V.P. Darabad, M. Vakilian, T.R. Blackburn, e B.T. Phung. An efficient PD data mining method for power transformer defect models using SOM technique . *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 71:373 – 382, 2015. doi:https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.03.016.
- [120] International Eletrotechnical Commission (IEC). *Loading Guide For Oil- Immersed Power Transformers*; IEC 60076-7 :2005. Génova, Suíça 2007.

- [121] IEEE. *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators. IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995)*, páginas 1–123, March 2012. doi:10.1109/IEEESTD.2012.6166928.
- [122] T.A. Short. *Electric Power Distribution Handbook*. Electric power engineering series. Taylor & Francis, 2003.
- [123] T. Gonen. *Electric Power Distribution System Engineering, Second Edition*. Taylor & Francis, 2007.
- [124] M. A. Navarro e A. J. Monteiro. Submersible Dry-Type Transformer. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(5):2189–2194, Oct 2015. doi:10.1109/TPWRD.2015.2393252.
- [125] J. Wimmer, M. R. R. Tanner, T. Nunn, e J. Kern. Dry-Type Transformers: Specification, Installation, and Operational Impacts in a Marine Environment. *IEEE Industry Applications Magazine*, 19(5):68–75, Sept 2013. doi:10.1109/MIAS.2012.2215995.
- [126] ABB Group. Leading digital technologies for industry. Zurique, Suíça. [Online]. Disponível: <http://www.abb.com> [Acedido a: 2/4/2017].
- [127] Siemens AG. Power Engineering Guide - Edition 7.1. Siemens Energy Setor, Erlangen Germany. [Online]. Disponível: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/transformers/assets/pdf/siemens-transformers-power-engineering-guide-7-1.pdf> [Acedido a: 2/4/2017].
- [128] C.R. Bayliss, C. Bayliss, e B.J. Hardy. *Transmission and Distribution Electrical Engineering*. Newnes, 2012.
- [129] © Azoresweb 2006. Azores Web Portal. [Online]. Disponível: <http://www.azoresweb.com> [Acedido a: 11/5/2017].
- [130] © Presidência do Governo dos Açores. Governo dos Açores. [Online]. Disponível: <http://www.azores.gov.pt> [Acedido a: 11/5/2017].
- [131] EDA S.A Eletricidade dos Açores. Caracterização Das Redes De Transporte e Distribuição de Energia Elétrica Da Região Autónoma Dos Açores. Ponta Delgada; 2016.
- [132] CM Lagoa. Município de Lagoa - Açores. [Online]. Disponível: <http://lagoa-azores.pt/site/frontoffice/default.aspx?module=elements/homesitio&codseccao=sg> [Acedido a: 11/5/2017].
- [133] C. Ravetta, M. Samanna', A. Stucchi and A. Bossi. Thermal behavior of distribution transformers in summertime and severe loading conditions. Em *In 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna, 2007*, May 2007.
- [134] Efacec Energia, Máquinas e Equipamentos Elétricos, S.A. Unidade de Transformadores de Distribuição - Catalogo óleo DMA - Mod TR 10 B 1007 A1. [Acedido a: 11/2/2017].
- [135] SiNGULAR. *Smart and Sustainable Insular Electricity Grids Under Large-Scale Renewable Integration*. Grant Agreement No: 309048, FP7-EU, 2015. Disponível: <http://www.singular-fp7.eu/home/>.

- [136] S. S. Williamson, A. K. Rathore, e F. Musavi. Industrial Electronics for Electric Transportation: Current State-of-the-Art and Future Challenges. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(5):3021–3032, May 2015. doi:10.1109/TIE.2015.2409052.
- [137] J. Jaguemont, L. Boulon, e Y. Dubé. Characterization and Modeling of a Hybrid-Electric-Vehicle Lithium-Ion Battery Pack at Low Temperatures. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, 65(1):1–14, Jan 2016. doi:10.1109/TVT.2015.2391053.
- [138] © BMW AG, Munich/Germany. THE BMW i3. brochure. [Online]. Disponível: http://www.bmw.se/content/dam/bmw/marketSE/bmw_se/download/catalogues/maj-2016/i3%20PSL%20EAL_web.pdf [Acedido a: 11/2/2017].
- [139] Renault SA. My Renault ZOE electric car. [Online]. Disponível: <http://myrenaultzoe.com/index.php/zoe-description/charging/> [Acedido a: 11/2/2017].
- [140] © Ford Motor Company. 2014 Ford Focus electric brochure. [Online]. Disponível: <https://www.ford.com/services/assets/Brochure?make=Ford&model=FocusElectric&year=2014> [Acedido a: 11/2/2017].
- [141] Tesla. 2012 Tesla Model S Specifications and Features. Tesla Communications, 2012. [Online]. [Acedido a 11/2/2017].
- [142] UVE - Associação de Utilizadores de Veículos Elétricos. Nissan Leaf, o veículo elétrico mais vendido em Portugal em 2016. [Online]. Disponível: <https://www.uve.pt/page/nissan-leaf-veiculo-electrico-vendido-portugal-2016/> [Acedido a 11/5/2017].
- [143] M. J. Rutherford e V. Yousefzadeh. The impact of Electric Vehicle battery charging on distribution transformers. Em *2011 Twenty-Sixth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, páginas 396–400, March 2011. doi:10.1109/APEC.2011.5744627.
- [144] Pereira, N. B. R. de C. Eficiência energética no sector dos transportes rodoviários: metodologia para quantificação do excesso de energia consumida devido ao factor comportamental na condução de veículos automóveis ligeiros. Faculdade de Ciências e Tecnologia (2011). Retirado de <http://hdl.handle.net/10362/5668>.
- [145] S. I. Vagropoulos e A. G. Bakirtzis. Optimal Bidding Strategy for Electric Vehicle Aggregators in Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(4):4031–4041, Nov 2013. doi:10.1109/TPWRS.2013.2274673.
- [146] SunPower®. SunPower® X-Series Residential Solar Panels | X21-335-BLK | X21-345. SunPower Corporation, 2016 [Online]. Disponível: <https://us.sunpower.com/sites/sunpower/files/media-library/data-sheets/ds-x21-series-335-345-residential-solar-panels.pdf> [Acedido a: 25/2/2017].
- [147] Weather Underground. Forecast for Funchal, Madeira. WÚ® 2017 The Weather Company, LLC [Online]. Disponível: <https://www.wunderground.com/> [Acedido a: 25/2/2017].

- [148] Leroy-Somer Group. LSK D.C. motors 2 to 750 kW Technical catalogue. [Online]. Disponível: <http://www.driveka.ru/upload/iblock/be3/lsk%20jtechnical%20catalogue%20-%203805%20en%20-%202014.01dm.pdf> [Acedido a 25/2/2017].

Anexo A

Publicação

EV Charging Effect on a Distribution Transformer Supplying a Factory with Local PV Generation

João P. A. Espirito Santo¹, Radu Godina², Eduardo M. G. Rodrigues², Edris Pouresmaeil^{3,4}, João P. S. Catalão^{1,2,3}

¹ INESC TEC and FEUP, Porto 4200-465, Portugal, ² C-MAST, UBI, Covilhã 6201-001, Portugal,

³ INESC-ID, IST, Univ. Lisbon, Lisbon 1049-001, Portugal, ⁴ ESTIA Institute of Technology, ESTIA, F-64210, Bidart, France
ee12057@fe.up.pt; radugodina@gmail.com; erodrigues0203@gmail.com; edris.pouresmaeil@gmail.com; catalao@ubi.pt

Abstract—The aim of this paper is to avoid overloading a private customer distribution transformer (DT) in a Portuguese insular area through the means of solar PV microgeneration. Firstly, the consequence of the penetration of electric vehicles (EV) on dielectric oil deterioration of a DT in an industrial unit is estimated. The workplace has local PV generation, allowing the EVs to charge while their owners are working at three different working shifts during a day. Secondly, the model is tested and the resulting scenarios are analyzed. This paper shows that the solar PV microgeneration decreases the overloading of the DT due to a lower daily load profile. It also contributes to the reduction of the loss-of-life (LoL) of the DT.

Keywords—distribution transformer; solar PV microgeneration; loss-of-life; battery; transformer ageing; industrial client.

NOMENCLATURE

Variables

LoL	Loss of life.
N	Total number of time intervals.
n	Any given number.
P_{EV}	EV rated charging power in W.
P_f	Factory load in W.
P_{PV}	PV rated charging power in W.
P_T	Total load in W.
t	Period of the day in time units (h or min).
Δt_n	Time interval.
R_r^a	Relative ageing rate.
R_m^a	Relative ageing rate during interval n .
Θ_a	The average ambient temperature in °C.
Θ_o	Top-oil temperature in °C.
Θ_h	Winding hottest-spot temperature in °C.

Indices

a	Ambient Temperature
EV	Electric Vehicle
h	Hot-spot
i	At start/initial
n	Index of the time interval
o	Top-oil
PV	Photovoltaic System
r	Rated Load
t	Period of the day index in time units [h or min].

Acronyms

ACAP	Portuguese Automobile Association
------	-----------------------------------

DN	Distribution network
EV	Electric vehicle
DT	Power distribution transformer
Li-ion	Lithium-ion batteries
LoL	Loss of life
ONAN	Oil natural air natural
PDF	Probability density function
SoC	State of charge

I. INTRODUCTION

The enthusiasm attributed to EVs witnessed in academia is comprehensible since they are fascinating technically. When compared with conventional vehicles, they offer better acceleration, the possibility to charge at home and with lower energy costs, lower maintenance costs, less vibration and are almost silent. Electric vehicles (EVs) could be a part of a much needed approach towards tackling such problems as the environment deterioration and the decrease of available fossil fuels. Policy makers, researchers and enterprises are beginning to promote the adoption EVs and make them as an important part of a set of technologies necessary for reducing the energy consumption and carbon-dioxide emission. Consequently, the energy optimization of EVs has turned into a hot topic in academia. The increased concern in extending EV driving ranges has led many researchers to investigate the energy management strategy of EVs [1].

Due to the EVs mobility properties and energy storage, the penetration of a large number of EVs will be significant for the full use of renewable energy sources which happen to present several obstacles. Such trend is backed by various studies currently published on the charging behaviors of the EVs [2]. A real event, such as the local distribution networks (DN) being congested could occur if the penetration of EVs increases [3]. The charging behavior of a high number of EVs could influence the DN and also the transport systems. Hence, to study their charging behaviors and scheduling becomes a necessity [4]. One of the utmost important and expensive elements of the electric DN are DTs. By the reason of DTs having a strategic location they exert a major influence on the overall reliability of the transmission and distribution electric systems [5]. Consequently, DTs could be one of the most affected elements of the DNs given that during certain periods they will be overloaded – an effect of the charging of EVs, thus, decreasing their useful life [6].

The introduction of such paradigms as smart grid in insular regions has been growing with the implementation of a varied range of test systems in numerous islands around the world.

Given that the DN of islands has quite some differences when compared to the DNs from the mainland, isolated areas could provide a much needed foundation for promising islanding operation requirements on and be the basis of future testing grounds for the study of the smart grid [7].

For the case study analyzed in this paper, a part of São Miguel medium voltage DN was utilized. A specific DT substation was selected that supports an industrial unit through a 250kVA, 10kV/0.4kV oil-immersed DT. The industrial unit has local solar generation from an array of 72 solar modules. It has 120 employees that work in 3 working shifts of 8 hours each. The initial working shift begins at 08:00, the second at 16:00 and the third at 00:00. In this study is assumed that the workers are evenly distributed throughout the working shifts.

In this paper, a model based on real data is presented. Such model permits the estimation of the impact that the battery charging of EVs on dielectric oil deterioration of the DT of the industrial unit with local PV generation. Also, the studied part of the DN is a section of an isolated electrical grid of São Miguel Island, Azores, Portugal.

The paper is organized as follows. In Section II the methodology is presented. The case study is addressed in Section III. In Section IV the operation and simulation results are discussed. Finally, the conclusions are made in Section VI.

II. METHODOLOGY

A. EV battery charging profiles

In order to form a simpler model, the charging load of the battery of an EV is added to the existing load [8]. Increasing quantities of automotive manufacturers decide to enter into the EV market. Therefore, an increasing quantity of EVs with distinct qualities and elements are available today [9]. In this paper 4 different types of EVs were selected for the study in question. The chosen EVs are: Renault ZOE, BMW i3, Ford Focus Electric and Tesla Model S. The characteristics of the studied EVs and the charging types are taken from [8] and [10].

The chosen percentage of penetration of BMW i3 is 40% since evidence point to it being the EV that shares the highest chunk of the market in Portugal according to the ACAP – the Portuguese Automobile Association. Since the remaining EVs such as Renault ZOE, Ford Focus Electric and Tesla Model S have a significant presence in the EV market [11] the choice for them to share together 20% of market penetration each seems plausible. Lithium-ion (Li-ion) batteries in the last few years have become a very popular storage system choice for the automotive industry in manufacturing of EVs. The reason of such preference is its long lifetime and high power density [9]. Consequently, Li-ion batteries became the most popular option for the newest EVs released into the market [12]. The selected EVs for this study are assumed to have Li-ion batteries.

B. Model of EV Charging Load

In case of the model of EV charging load the classic EV Li-ion batteries charging profile is taken into consideration, and connected to travel distances is the stochastic behavior of the initial SoC of the EV battery. The SoC is estimated by utilizing a probability density function (PDF).

The EVs charging load demand is offered by the starting battery SoC, charging initial instant time and its proprieties. The SoC of an EV battery in this case study is estimated by the travel habit of the EV user prior to the plug-in event for recharging and can be considered a random variable related to the travelled distance. The input data for the model is taken from a study that released general travel information concerning Portuguese drivers of internal combustion engine vehicles in 2011 in Lisbon area [13].

Therefore, with the aforementioned data the probability distribution of the covered travel distances can be produced as can be observed in [8]. A characteristic average value for the EV travelled distance is considered to be 100 km [14].

Generally, it is assumed that the distribution of the travel distance has a lognormal representation, with 0% probability of existence in case of negative distances, and a “tail” extending to the infinite in case of positive distances [15]. Based on data taken from both PDF from [8], it is possible to initiate the estimation of the battery SoC at the initial instant of every charging cycle. In the study of this paper the starting time of the battery charging of EVs is affected by the starting time of each working shift and also by the purpose of utilization of the EVs by the users.

C. Estimation of the Transformer Loss of Life (LoL)

A correct preservation of mineral-oil-filled DTs in power systems is of a high importance. Consequently, new challenges require solutions concerning DT's loading. The purpose is to profit as much as possible from the DTs due to their extended duration in service. The isolation system of a DT is normally formed of oil and paper which deteriorate over time. Unexpected rises of the load produce a rise of the hot-spot temperature (Θ_h) and as a result affects the thermal decomposition of the paper [14-17].

The ageing rate R_r^a [16] is related to the deterioration of the paper isolation in which a Θ_h decreases or increases when associated with the ageing rate at standard Θ_h (110°C) [17]. As observed in the IEC 60076-7 standard [17], R_r^a , in case of the thermally upgraded paper is expressed by:

$$R_r^a = e^{\left(\frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{\Theta_h+273} \right)} \quad (1)$$

After any given time interval has passed, the LoL equation throughout the time period t_n is given by the following expression:

$$LoL = \int_{t_1}^{t_2} R_r^a dt \quad \text{or} \quad LoL \approx \sum_{n=1}^N R_r^a \times t_n \quad (2)$$

With the intention of estimating the transient solutions for the top-oil temperature in °C (Θ_o) and Θ_h – a thermal model is created and proposed for the DT as in [8].

The DT's characteristics on which this study is based are selected from Ravetta et al. [18]. In the aforementioned publication, the proprieties of a currently existing 250 kVA oil transformer with Oil Natural Air Natural (ONAN) cooling are available. Complementary characteristics are given in [8].

III. CASE STUDY

São Miguel Island is the main island of The Azores – a Portuguese autonomous region [19]. In this paper, a section of São Miguel medium voltage DN is utilized for the case study. A DT that supports an industrial unit is selected in the model as well. The section of the medium voltage DN can be seen in [8]. The DT substation PT1094 was utilized and which supports the factory via a 250kVA, 10kV/0.4kV oil-immersed ONAN DT. The industrial unit has local solar generation from an array of solar modules. In Fig. 1 is depicted a simplified layout of the analyzed low voltage grid.

Various measurements were made during a day and a half in February 2014 at the DT substation PT1094. The energy consumption of the industrial unit was then documented. Consequently, a daily baseline load profile was formed as can be observed in [8]. The power factor of the DT was provided as well and is roughly 0.95. The addressed 250 kVA DT in this study is properly designed for a 140 kW of peak in daily baseline load profile. A typical value for an inferior size DT is 167 kVA which would not be adequate [20]. Additionally, baseline load profile details are obtained through the SiNGULAR project [21].

Although the sales of EVs have been increasing, EVs are only part of just 0.02% of the overall vehicle market in Portugal. However, the evolution of the sales looks promising by 2020 [22]. Yet, in the study of this paper, higher penetration ratios are assessed. Mostly, in case of islands, the high transportation cost of fossil fuels, the existence of diverse renewable energy sources, and the opportunities that could spawn from the efficient management of an EV fleet [23], could contribute to higher penetration levels of EVs. For this reason, such levels could be encountered in insular areas in the future [24].

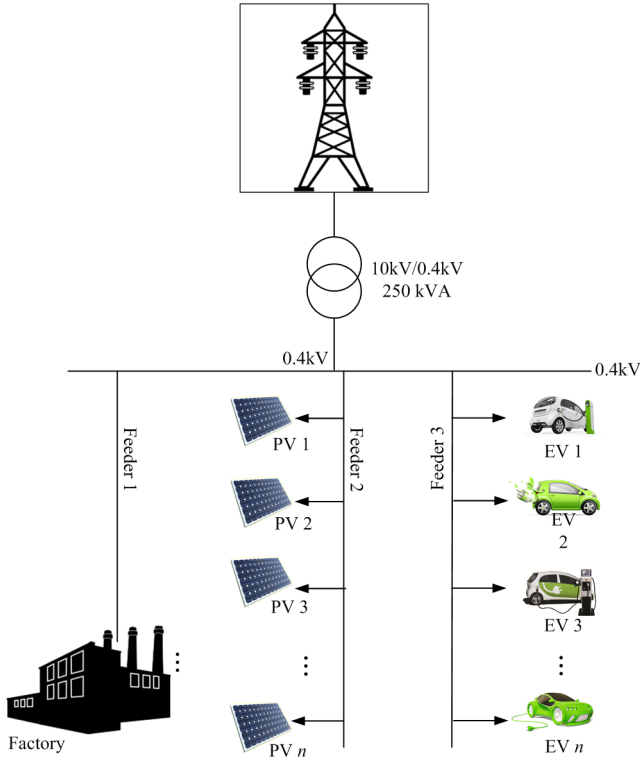


Fig. 1. The hot-spot temperature of the distribution transformer.

The PVs used in this case study for both scenarios are assumed to be SunPower model X21-345 with a module efficiency of 21.5% and 345 W of nominal power [25]. An array of 72 solar modules were used in an attempt to highlight the effect that the PVs can have in diminishing the daily load of the factory.

IV. SIMULATION RESULTS

Two scenarios were modelled for the purpose of the study, a slow charging of EVs scenario and a fast charging of EVs scenario. The percentage of EVs and charging capacity of their batteries and charging duration for both slow and fast scenarios can be observed in Table I.

Following to the implementation of the EV models various simulations were completed and several results were achieved. In the case of a slow charging mode the result show how after certain penetration of EVs the daily load exceeds the transformer's nameplate rating. Currently, the present status of EV market share can be believed to be low. However, in leading countries such as Norway the sales of EVs reach one-fifth of all passenger car sales [26]. However, in this study, high to very high penetration ratios are modelled. The penetration ratios range from 55% to 75% for both scenarios.

The behavior of the daily load in the case of the slow charging mode for EV penetration ratios ranging from 55% to 75% can be observed in Fig. 2. The behavior of the Θ_h in the same case can be seen in Fig. 3. For a penetration ratio of 55% of EVs a case with the PV array was modelled for comparison purposes. The behavior of the daily load profile can be seen in Fig. 4 and the respective Θ_h in Fig. 5. It can be observed that the inclusion of PVs lower the daily load of the factory. Upon close inspection of the results it can be deduced that all EVs are successfully charged until the end of each working shift, ending the charging process three to four hours earlier.

The start of a shift will sway users to initiate the charging, that will concentrate all EVs charging at simultaneously, causing an overloading of the DT. By employing the ageing equations R_r^a and LoL, the loss-of-life of the DT can now be determined for then slow charging scenario with and without the PV array. The results can be seen in Table II.

With a similar behavior as the previous scenario, all employees plug in their EVs to charge at the start of each working shift. In the second scenario, the behavior of the daily load in the fast charging mode can be observed in Fig. 6. The behavior of the Θ_h in the same case can be witnessed in Fig. 7. For the same penetration ratio of 55% of EVs a PV array was modelled for comparison purposes. The behavior of the daily load profile can be seen in Fig. 8 and the respective Θ_h in Fig. 9. The DT's loss-of-life can then be determined for the fast charging scenario with and without the PV array. The results for all EV penetration ratios can be seen in Table III.

TABLE I. CHARGING CAPACITY AND DURATION OF THE 4 EVs

EVs	% of EV	Slow Charge		Fast Charge	
		Power kW	Time h	Power kW	Time h
BMW i3	40 %	4.6	8-10	7.4	3
Renault ZOE	25 %	3.7	6	7.4	3
Ford Focus Electric	25 %	3.68	6-7	7.36	3-4
Tesla Model S	10 %	16.8	3.5	16.8	3.5

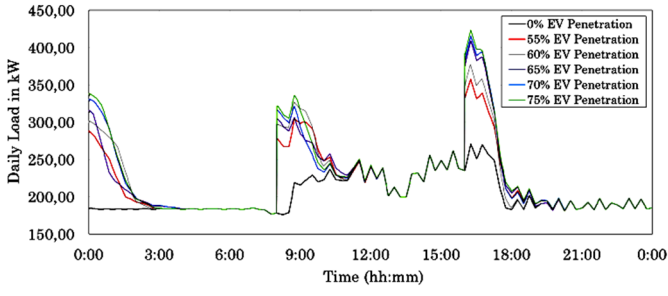


Fig. 2. The daily baseline load profile of the first studied scenario.

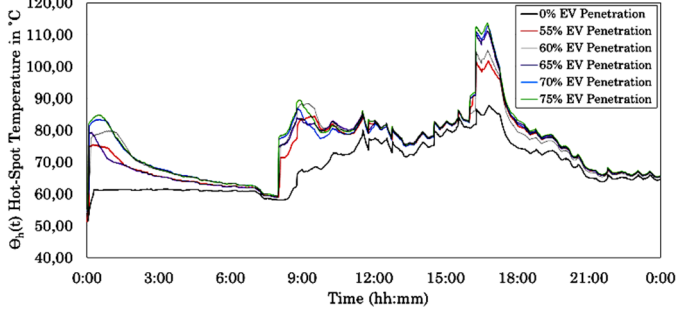


Fig. 3. The Θ_h temperature of the distribution transformer in Scenario 1.

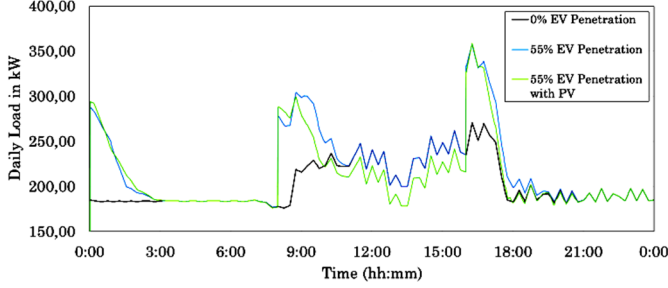


Fig. 4. The daily baseline load profile of the first studied scenario with PV.

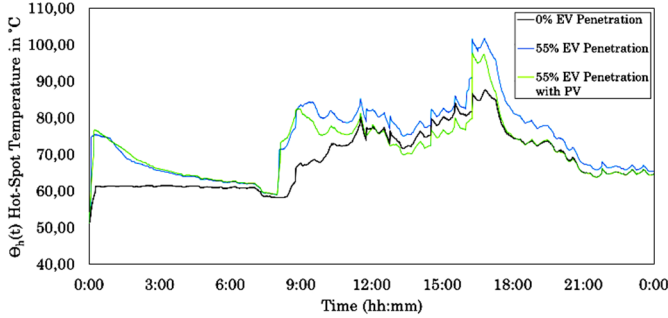


Fig. 5. The Θ_h temperature in Scenario 1 with PV.

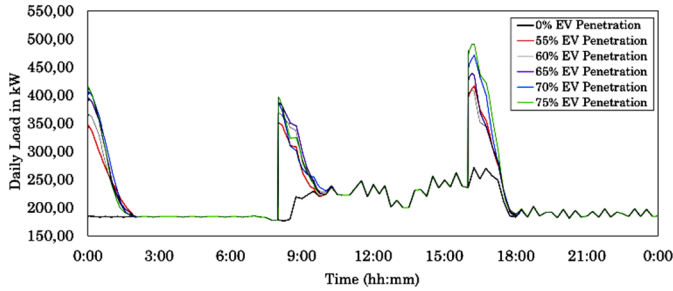


Fig. 6. The daily baseline load profile of the first studied scenario.

By analyzing the results from Tables II and III and if the EV owners charge their EVs regularly at work the DT will show a deteriorating LoL. Even in the case of Scenario 2 in which all of the EVs are charged with the fast charging option all them will still complete the charging process at the end of the working shift. However, the higher the penetration ratio of EVs, higher will be the LoL of the DT.

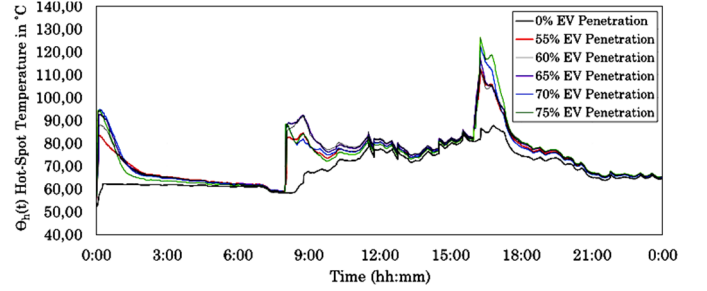


Fig. 7. The Θ_h temperature of the distribution transformer in Scenario 2.

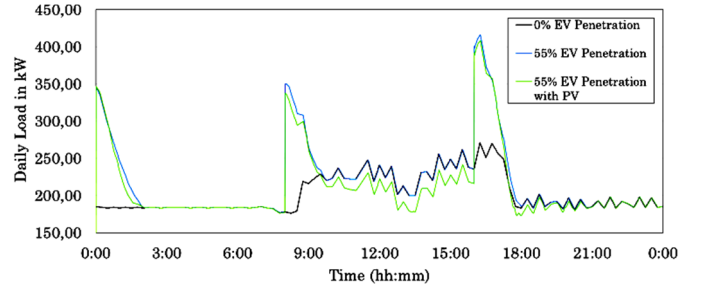


Fig. 8. The daily baseline load profile of the first studied scenario with PV.

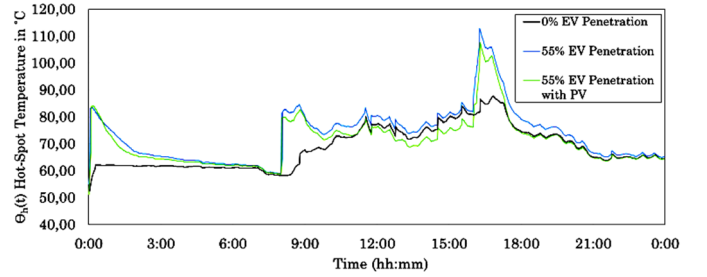


Fig. 9. The Θ_h temperature in Scenario 2 with PV.

TABLE II. THE LoL IN SCENARIO 1

EV Penetration (%)	Without PV		With PV	
	LoL (min)	LoL (%)	LoL (min)	LoL (%)
55	51h 40m	0.02871	30h 54m	0.01717
60	61h 18m	0.03401	32h 25m	0.01801
65	80h 59m	0.04499	37h 29m	0.02083
70	89h 35m	0.04977	42h 13m	0.02345
75	97h 54m	0.05439	46h 09m	0.02564

TABLE III. THE LoL IN SCENARIO 2

EV Penetration (%)	Without PV		With PV	
	LoL (min)	LoL (%)	LoL (min)	LoL (%)
55	64h 58m	0.03609	40h 24m	0.02244
60	73h 32m	0.04086	42h 32m	0.02363
65	83h 31m	0.04640	64h 39m	0.03592
70	110h 12m	0.06122	68h 06m	0.03783
75	151h	0.08389	82h 17m	0.04571

Also, by analyzing the results obtained in Figs. 2-10 and Tables II and III it can be witnessed that the inclusion of solar microgeneration through the PV array by the factory will lower the daily load profile and consequently the Θ_h and the LoL of the distribution DT. In the most extreme case, with 75% EV penetration and without the solar microgeneration the LoL of the DT is 54.5% lower than with the same case but with PV. This shows that the PV array can have a beneficial contribution to the efforts of lowering the overall daily load profile of the factory and specially, it mitigates the impact of the sudden charge of several EVs due to the fixed schedule of each working shift. Thus, resulting in a lower LoL of the DT.

V. CONCLUSION

This paper focused on avoiding the overloading of a DT of an industry client with local PV generation in an insular region in Portugal. A model was described to estimate the impact of EVs battery charging on thermal insulation ageing of the aforementioned DT. Distinct scenarios of EVs charging at various EV penetration ratios were modelled. Given that the DT's ageing of insulation is generally affected by Θ_h , a DT thermal model was conceived in order to assess the Θ_h . The key model inputs are the specification of the DT, the residential daily load profile, the characteristics of four distinct EVs and the PV array, all taken from real data. Subsequently, the thermal aging was assessed. The daily load decreased the overloading of the DT due to the local PV generation. It also allowed the reduction of the loss-of-life (LoL) of the DT, while recharging the EVs. Even in the most overloaded cases such as with 75% EV penetration and without solar microgeneration, the LoL of the DT is 54.5% lower than with PV.

ACKNOWLEDGMENT

This work was supported by FEDER funds through COMPETE 2020 and by Portuguese funds through FCT, under Projects SAICT-PAC/0004/2015 - POCI-01-0145-FEDER-016434, POCI-01-0145-FEDER-006961, UID/EEA/50014/2013, UID/CEC/50021/2013, and UID/EMS/00151/2013. Also, the research leading to these results has received funding from the EU Seventh Framework Programme FP7/2007-2013 under grant agreement no. 309048.

BIBLIOGRAPHY

- [1] P. J. Ramírez, D. Papadaskalopoulos and G. Strbac, "Co-Optimization of Generation Expansion Planning and Electric Vehicles Flexibility," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 3, pp. 1609-1619, 2016.
- [2] K. Hedegaard, H. Ravn, N. Juul and P. Meibom, "Effects of electric vehicles on power systems in Northern Europe," *Energy*, vol. 48, no. 1, pp. 356-368, 2012.
- [3] R. Godina, E. M. G. Rodrigues, J. C. O. Matias and J. P. S. Catalão, "Effect of Loads and Other Key Factors on Oil-Transformer Ageing: Sustainability Benefits and Challenges," *Energies*, vol. 8, no. 10, pp. 12147-12186, 2015.
- [4] C. Weiller and A. Neely, "Using electric vehicles for energy services: Industry perspectives," *Energy*, vol. 77, pp. 194-200, 2014.
- [5] L. M. R. Oliveira and A. J. M. Cardoso, "Leakage Inductances Calculation for Power Transformers Interturn Fault Studies," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 3, pp. 1213-1220, 2015.
- [6] J. Sexauer, K. McBee and K. Bloch, "Applications of probability model to analyze the effects of electric vehicle chargers on distribution transformers," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 847-854, 2013.
- [7] O. Erdinc, N. G. Paterakis and J. P. Catalão, "Overview of insular power systems under increasing penetration of renewable energy sources: Opportunities and challenges," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, pp. 333-346, 2015.
- [8] R. Godina, N. Paterakis, O. Erdinc, E. Rodrigues and J. Catalão, "Impact of EV charging-at-work on an industrial client distribution transformer in a Portuguese island," in *2015 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Wollongong, Australia, 2015.
- [9] S. S. Williamson, A. K. Rathore and F. Musavi, "Industrial Electronics for Electric Transportation: Current State-of-the-Art and Future Challenges," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 5, pp. 3021-3032, 2015.
- [10] Tesla, "2012 Tesla Model S Specifications and Features," Tesla Communications, 2012.
- [11] ACAP, "Associação Automóvel de Portugal," [Online]. Available: <http://www.acap.pt/pt/home>. [Accessed 20 02 2015].
- [12] J. Jaguemont, L. Boulon and Y. Dubé, "Characterization and Modeling of a Hybrid-Electric-Vehicle Lithium-Ion Battery Pack at Low Temperatures," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 65, no. 1, pp. 1-14, 2016.
- [13] N. B. R. C. Pereira, Eficiência energética no sector dos transportes rodoviários: metodologia para quantificação do excesso de energia consumida devido ao factor comportamental na condução de veículos automóveis ligeiros, Lisbon: Departamento de Ciências e Tecnologia da Biomassa - Universidade Nova de Lisboa, 2011.
- [14] K. Qian, C. Zhou, M. Allan and Y. Yuan, "Modeling of Load Demand Due to EV Battery Charging in Distribution Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 2, pp. 802-810, 2011.
- [15] P. Zhang, K. Qian, C. Zhou, B. Stewart and D. Hepburn, "A Methodology for Optimization of Power Systems Demand Due to Electric Vehicle Charging Load," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 3, pp. 1628-1636, 2012.
- [16] C57.91-2011, "IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators," IEEE Standard, 2012.
- [17] IEC 60076-7, "Loading Guide for Oil-immersed Power Transformers," 2005.
- [18] C. Ravetta, M. Samanna', A. Stucchi and A. Bossi, "Thermal behavior of distribution transformers in summertime and severe loading conditions," in *19th International Conference on Electricity Distribution*, Vienna, 2007.
- [19] R. Godina, E. Rodrigues, N. Paterakis, O. Erdinc and J. Catalão, "Innovative impact assessment of electric vehicles charging loads on distribution transformers using real data," *Energy Conversion and Management*, vol. 120, pp. 206-216, 2016.
- [20] EDA S.A. - Electricidade dos Açores, "Caracterização Das Redes De Transporte E Distribuição De Energia Eléctrica Da Região Autónoma Dos Açores," Ponta Delgada, 2014.
- [21] SiNGULAR, "Smart and Sustainable Insular Electricity Grids Under Large-Scale Renewable Integration," Grant Agreement No: 309048, FP7-EU, 2015. [Online]. Available: <http://www.singular-fp7.eu/home/>. [Accessed 2015].
- [22] International Energy Agency, "Global EV Outlook - Understanding the Electric Vehicle Landscape to 2020," Similar Blue, Paris, 2013.
- [23] R. Godina, N. Paterakis, O. Erdinc, E. Rodrigues and J. Catalão, "Electric vehicles home charging impact on a distribution transformer in a Portuguese island," in *2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies — EDST 2015*, Vienna, 2015.
- [24] R. Godina, E. Rodrigues, J. Matias and J. Catalão, "Smart electric vehicle charging scheduler for overloading prevention of an industry client power distribution transformer," *Applied Energy*, vol. 178, p. 29-42, 2016.
- [25] SunPower®, "SunPower® X-Series Residential Solar Panels | X21-335-BLK | X21-345," SunPower Corporation, 2016.
- [26] B. Barton and P. Schütte, "Electric vehicle law and policy: a comparative analysis," *Journal of Energy & Natural Resources Law*, pp. 1-24, 2016.